

Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa:

Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie die Preisentwicklungen für die Industrie



Impressum

STUDIE

Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie die Preisentwicklungen für die Industrie.

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

- Inselstraße 6, 10179 Berlin
 - Königsworther Platz 6, 30167 Hannover
- Telefon: +49 (0) 30 2787 14

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

enervis energy advisors GmbH

Ansprechpartner Mirko Schlossarczyk

- Schlesische Str. 29-30
- 10997 Berlin

Telefon: +49 (0)30 695 175 0

Internet: www.enervis.de

E-Mail: kontakt@enervis.de

PROJEKTLEITUNG

Dr. Kajsa Borgnäs, Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

Malte Harrendorf, Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

LEKTORAT

Gisela Lehmeier, FEINSCHLIFF

SATZ UND LAYOUT

pandamedien GmbH & Co. KG

TITELBILD

Adobe Stock, Alexander Limbach

VERÖFFENTLICHUNG

März 2021

BITTE ZITIEREN ALS

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021): Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. Berlin.

Vorwort

Deutschland und Europa stehen vor großen klima- und industriepolitischen Herausforderungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität des Industriestandortes Europa. Eine wesentliche Stellschraube bei der Integration der erneuerbaren Energien kommt dabei grünem Wasserstoff zu. Denn über grünen Wasserstoff lässt sich erneuerbarer Strom nicht nur speichern, sondern auch bedarfsgerecht rückverstromen oder in Prozesswärme mit hohen Temperaturgraden umwandeln. Auch der Einsatz von Wasserstoff als *Feedstock* ist möglich.

Die erfolgreiche Transformation der europäischen Industriegesellschaften hängt somit unmittelbar vom Ausbau und der Verfügbarkeit sowohl der Wasserstoffinfrastruktur als auch der erneuerbaren Energien (EE) ab. Fragestellungen, wie hoch der zukünftige nationale und europäische Wasserstoffbedarf sein werden und über welche Erzeugungs- und Bezugswege dieser gedeckt werden kann, rücken somit in den Fokus industriepolitischer Überlegungen. Heterogene meteorologische Bedingungen wie Sonnenstunden und Windhäufigkeit spielen dabei eine ebenso tragende Rolle wie unterschiedliche Bedarfe an Strom und Wasserstoff in den jeweiligen europäischen Staaten. Kann der Wasserstoffbedarf überhaupt europäisch oder national gedeckt werden oder bedarf es zur Deckung des Bedarfs Importe und wenn ja, in welchem Umfang? Zu welchen Anteilen und Preisen kann dieser Bedarf gedeckt werden? Und inwieweit beeinflusst die Zunahme von erneuerbaren Energien im Strommix die europäischen Strommärkte auch im Hinblick auf die Preisentwicklung? Wie wird dadurch die Wettbewerbsfähigkeit deutscher und europäischer Industrien beeinflusst?

Um auf diese Reihe von Fragen konsistente Antworten zu geben, hat die *enervis energy advisors GmbH* im Auftrag der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE die Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf, -ausbau und die Preisentwicklungen für die Industrie in Deutschland und Europa untersucht. Aufbauend auf dem *enervis-Strommarktmodell* wurden dabei für die EU-28 und Norwegen erstmalig nicht nur die Entwicklung der

Strommärkte und der EE-Ausbau ermittelt, sondern auch die Wasserstoffbedarfe, -erzeugungspotenziale und daraus resultierenden Strombedarfe für die EU sowie gesondert für die jeweiligen europäischen Staaten. Dabei lag ein erweiterter Fokus auf Deutschland.

Um eines der Hauptergebnisse vorweg zu nehmen: Auch in Zukunft werden Deutschland und Europa auf Energieimporte unter veränderten Rahmenbedingungen angewiesen sein. Jedoch werden die Ergebnisse der Studie den Leser*innen vor Augen führen, dass es sowohl von den Ambitionsniveaus für den Ausbau der EE als auch von der Etablierung einer national beziehungsweise transeuropäischen Wasserstoffwirtschaft abhängt, wie die Wettbewerbsbedingungen sich für eine klimaneutrale Industrie 2050 gestalten.

Die Weichen für eine erfolgreiche Transformation der Industrie von morgen werden bereits heute gestellt. Wir hoffen, mit der vorliegenden Studie konstruktiv zur Debatte über die weitere nachhaltige industriepolitische Transformation in Deutschland und Europa beizutragen.

Viel Spaß beim Lesen.

Malte Harrendorf

Bereichsleiter Energiewende und Sektorenkopplung,
Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick – Zusammenfassung

Die vertiefte Dekarbonisierung der Gesellschaft und Industrie erfordert einen verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und den Aufbau von Wasserstoff-Elektrolyseurkapazitäten. Auf Wasserstoff (H₂) basierende Verfahren sind sowohl für den Schwerlastverkehr als auch in vielen Industriezweigen, wie etwa der Stahl- und Chemieindustrie, für die tiefe Dekarbonisierung unverzichtbar. In letzter Zeit wurden sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene H₂-Strategien vorgestellt: In Deutschland ist ein Zubau von fünf beziehungsweise zehn GW Elektrolyseurkapazitäten bis 2030 beziehungsweise 2040 vorgesehen.

Die vorliegende Studie stellt einen Beitrag zur Debatte über den notwendigen H₂-Ausbau dar, indem sie die Bedarfe, Ausbaupotenziale und EE- beziehungsweise H₂-Kosten für die Industrie in Deutschland und Europa untersucht. Die folgenden Fragestellungen standen dabei im Fokus:

1. Wie hoch ist der nationale und europäische Wasserstoffbedarf? Wie hoch ist der Strombedarf für die Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs?
2. In welchem Umfang kann der elektrolysebasierte Wasserstoffbedarf national oder europäisch mittel- bis langfristig gedeckt werden? In welchem Umfang ist ein Wasserstoffimport in Europa und Deutschland notwendig?
3. Wie hoch sind die Gesteungskosten und Transportkosten von elektrolysebasiertem Wasserstoff? Vor dem Hintergrund der Gesteungs- und Transportkosten: Welche Lieferländer kommen für den H₂-Import infrage?
4. Inwieweit beeinflusst die Zunahme von erneuerbaren Energien im Strommix langfristig die Industriestrompreise und Wettbewerbsfähigkeit einer EE- und H₂-basierten Industrie?

Um diese Fragen zu beantworten, ist die Studie wie folgt gegliedert:

In einer Szenariobetrachtung wird modelliert, dass der gesamte europäische Wasserstoffbedarf sich auf 2.015 TWh

im Jahr 2050 beläuft, der deutsche Bedarf auf insgesamt 450 TWh. Der Strom- und H₂-Bedarf für die Gesellschaft als Ganzes sowie für die einzelnen Sektoren und Sparten der Industrie (energetisch sowie nicht-energetisch) werden dargestellt. Die Annahmen dazu orientieren sich an den Projektionen der Studie *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU) „Hydrogen Roadmap Europe“ (2019). Das FCH JU ist ein gemeinschaftliches Projekt der Europäischen Kommission, der europäischen Wasserstoffwirtschaft und einschlägiger Forschungseinrichtungen in Europa. Die Studie wurde unter Einbeziehung von 17 führenden europäischen Industrieakteuren entwickelt, zeigt einen Weg für den großflächigen Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellen bis 2050 auf und quantifiziert die damit verbundenen sozioökonomischen Auswirkungen.

Da perspektivisch die Wasserstoffelektrolyse alternativlos ist, um H₂ grün herzustellen, fokussiert die vorliegende Studie im nächsten Schritt auf die elektrolysebasierten H₂-Erzeugungspotenziale und berechnet den damit verbundenen Strombedarf. Zwei Szenarien für die strommarktbasierende Wasserstoffelektrolyse wurden hierfür erstellt:

Szenario A: Hier können 54 Prozent des gesamten H₂-Bedarfes in Deutschland und Europa aus strommarktbasierter Elektrolyse gedeckt werden.

Szenario B: Hier können 78 Prozent des gesamten H₂-Bedarfes in Deutschland und Europa aus strombasierter Elektrolyse gedeckt werden.

In beiden Szenarien wird somit ein signifikanter Anteil des H₂-Bedarfes aus heimischer strommarktbasierter Elektrolyse gedeckt. Infolgedessen wird in Szenario B mit einer Verdopplung der europaweiten Stromnachfrage bis 2050 im Vergleich zum Basisjahr 2019 gerechnet.

Auch diese beiden Szenarien entstammen der Fuel-Cells-Studie. Aus dem Szenariodesign folgt, dass ein Teil des gesamten Wasserstoffbedarfs nicht aus der nationalen Elektrolyse am Strommarkt gedeckt werden kann, sondern durch Import oder durch andere klimaneutrale Wasserstofferzeugungsarten gedeckt werden muss.

Die beiden Szenarien für die Strom- und H₂-Preise in den Jahren 2030, 2040 und 2050 werden mit dem enervis-Strommarktmodell für alle europäischen Länder modelliert. Der Fokus der Studie auf nationale und europäische Elektrolysepotenziale erklärt sich dadurch, dass die Verfügbarkeit grünen Stroms zu wettbewerbsfähigen Preisen für die heimische Industrie standortrelevant ist.

Drittens wurden Gestehungs- und Transportkosten für elektrolysebasierten H₂ aus verschiedenen europäischen und nicht-europäischen Ländern vergleichend berechnet. Dadurch konnte die relative Wettbewerbsfähigkeit einiger potenzieller H₂-Lieferländer ermittelt werden.

Viertens wurden die Produktionskosten und Emissionen von strommarktbasiertem erzeugtem (sogenannter „bunter H₂“) gegenüber direkt vor Ort erneuerbar erzeugtem Wasserstoff („grüner H₂“) dargestellt. Dabei stehen die Fragen im Vordergrund, ob die Elektrolyse direkt an EE-Anlagen gegenüber der strommarktbasiererten Elektrolyse wettbewerbsfähig ist und wie sich die Emissionen der beiden Erzeugungsarten dabei unterscheiden.

Die vorliegende Studie kommt zu folgenden Kernergebnissen:

- Mögliche H₂-Regionen:** Für Wasserstoffimporte sind zunächst die Transportkosten, nicht zuletzt wegen einer noch fehlenden Leitungsinfrastruktur, noch sehr hoch, da der Transport vorwiegend auf der Straße oder per Schiff erfolgen muss. Da die Transportkosten dabei entfallen, kann der regionale Aufbau von Wasserstoffherstellungskapazitäten trotz höherer Gestehungskosten für industrielle Abnehmer interessant sein. Darüber hinaus sind bereits einige europäische Regionen mit vorhandener Anlandungs-, Leitungs- und Verteilinfrastruktur und exponierter geografischer Lage darum bemüht, sich künftig als zentrale und führende Wasserstoffhandelsregionen zu positionieren. Bis 2050 sinken sowohl die Gestehungskosten für grünen² als auch für bunten Wasserstoff³ (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen, Steuern et cetera). Zugleich sinkt aber auch der Transportkostenanteil mit der Umwidmung und dem Neubau leitungsgebundener Infrastruktur. In Folge ist damit zu rechnen, dass sich Wasserstoffherstellungsregionen (beispielsweise Mitteldeutschland, Nord- und Ostfriesland) innerhalb Deutschlands und der EU herausbilden, die mit einem hohen EE-Anteil ideale Rahmenbedingungen für industrielle Großabnehmer aufweisen.
- Bunter versus grüner H₂:** Die strommarktbasierete H₂-Erzeugung – sogenannter „bunter H₂“ – ist im gesamten Betrachtungszeitraum (2030–2050) deutlich günstiger als die Produktion von H₂ mittels Elektrolyse direkt an EE-Anlagen. Dies liegt daran, dass ein Elektrolyseur mit Stromnetzbezug deutlich mehr Einsatzstunden ermöglicht als ein Elektrolyseur direkt an einer EE-Anlage. Zudem entfallen die Transportkosten, die mit der Elektrolyse an der EE-Anlage verbunden sind. Sonstige physische Infrastrukturen und Verbindungen zu den EE-Anlagen entfallen beim „bunten H₂“ auch. Noch zu Beginn der 2030er wird „bunter H₂“ eine höhere CO₂-Intensität aufweisen, die mit dem angenommenen massiven EE-Ausbau ab Mitte der 30er-Jahre jedoch drastisch absinken wird. Mittel- bis langfristig kann „bunter H₂“ auch als weitgehend dekarbonisiert bezeichnet werden. Für den Markthochlauf von Elektrolysetechnologien stellt er damit einen wichtigen Beitrag dar.
- H₂-Bedarfsdeckung:** Die Studie zeigt, dass der industrielle H₂-Bedarf in Deutschland und Europa langfristig hundertprozentig durch strommarktbasiereten bunten H₂ gedeckt werden kann. Kurz- bis mittelfristig besteht aber in beiden Szenarien eine Unterdeckung des Wasserstoffbedarfs. In beiden Fällen liegen die benötigten Elektrolyseurkapazitäten in 2030 und in 2040 in Deutschland zudem deutlich über den aktuellen politischen Zielwerten der nationalen Wasserstoffstrategie (2030: 90 bis 110 TWh). Diese aktuellen Zielwerte erscheinen im Rahmen der berechneten Szenarien dieser Studie und des ermittelten deutschen Wasserstoffbedarfs (2030: 110 TWh, 2040: 260 TWh, 2050: 450 TWh) als deutlich zu unterambitioniert. Es ist somit absehbar, dass es unter diesen Umständen in beiden Szenarien einen intensiven Wettbewerbswettbewerb von Wasserstoff zwischen dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie beziehungsweise auch zwischen Industriebranchen wie beispielsweise Chemie und Stahl geben kann. In dessen Folge kann es wettbewerbs- und strategiegetrieben zu höheren Preisniveaus kommen, die in der fundamentalen Modellierung nicht berücksichtigt wurden. Entsprechend höhere Wasserstoffimporte in die EU beziehungsweise in die einzelnen nationalen Märkte sind daher wahrscheinlich.

² Grüner-H₂-Gestehungskosten Wind Onshore Deutschland (Gestehungskosten sind identisch):
Szenario A 54 % 2030: 122 €/MWh, 2040: 93,70 €/MWh 2050: 74,10 €/MWh
Szenario B 78 % 2030: 122 €/MWh, 2040: 93,70 €/MWh 2050: 74,10 €/MWh

³ Bunter H₂-Preis Strommarkt Deutschland (langfristige Preise in Szenario B sind aufgrund höheren EE-Anteils am Strommix niedriger):
Szenario A 54 % 2030: 99,51 €/MWh, 2040: 54,76 €/MWh, 2050: 34,09 €/MWh
Szenario B 78 % 2030: 107,39 €/MWh, 2040: 42,16 €/MWh 2050: 24,24 €/MWh

- **Wettbewerbsfähige Strom- und H₂-Preise:** Das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt und die Industriestrompreise (ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte, Umlagen) fallen – ausgehend von 2030 – gemäß den Prognosen in beiden Szenarien tendenziell. Die niedrigsten Strompreise weisen die Strommärkte Europas mit einem sehr hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung beziehungsweise einer geringen CO₂-Intensität des Kraftwerksparks auf. Daher werden insbesondere exponierte Regionen Europas mit einem hohen EE-Anteil (vor allem Regionen mit einem hohen Potenzial an Offshore-Windenergieerzeugung, wie beispielsweise Deutschland, UK, Niederlande) attraktiver für EE-basierte Industrien. In Folge kann ein Green Leakage – eine Industrieabwanderung wegen ungünstigerer EE-Standortbedingungen – aus Deutschland drohen, sofern nicht die notwendigen infrastrukturellen und regulatorischen Anreize zum Erhalt und zur Transformation der heimischen energieintensiven Industrien vorhanden sind.

Zusammenfassend unterstützt die vorliegende Studie das Argument, dass kurz- und mittelfristig ein deutlich ambitionierterer Elektrolyseurausbau als in der aktuellen Wasserstoffstrategie vorgesehen notwendig ist, um Verteilungswettbewerbe zwischen Sektoren und Branchen zu reduzieren. Zudem ist es für den Markthochlauf von Elektrolyseurkapazitäten und damit für die Investitionsentscheidungen der energieintensiven Industrie sinnvoll, insbesondere den Einsatz von Elektrolyseuren zur Erzeugung von buntem H₂ voranzutreiben. Eine Beschränkung auf die alleinige H₂-Erzeugung direkt an EE-Anlagen ist betriebs- als auch volkswirtschaftlich teurer und gefährdet sowohl den schnellen Markthochlauf der H₂-Technologie als auch damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der EE-basierten Industrie.

Inhalt

Vorwort	3
Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick – Zusammenfassung	4
1. Ausgangssituation und Zielstellung	10
2. Methodik und Szenariodesign	11
2.1 Szenariodesign	11
2.2 Zentrale Annahmen	14
3. Ergebnisse der Analyse der Bedarfsentwicklung von Strom und H₂	16
3.1 Entwicklung Gesamtstrombedarf EU	16
3.2 Entwicklung Industriestrombedarf für die Wasserstoffelektrolyse EU	16
3.3 Entwicklung Gesamtstrombedarf Deutschland	17
3.4 Entwicklung Industriestrombedarf für die Wasserstoffelektrolyse Deutschland	18
3.5 Entwicklung Wasserstoffbedarf EU	18
3.6 Entwicklung Wasserstoffbedarf Deutschland	21
3.7 Zwischenfazit Strom- und Wasserstoffbedarf in Deutschland und EU	23
4. Ergebnisse der Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien	24
4.1 Entwicklung des EE-Strommarktes EU	24
4.2 Entwicklung erneuerbare Energien im Strommarkt Deutschland	25
4.3 Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs der EU	25
4.4 Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs Deutschlands	28
5. Ergebnisse der Analyse zur Entwicklung von Elektrolyseurkapazitäten	31
5.1 Entwicklung Elektrolyseurkapazitäten in der EU	31
5.2 Entwicklung Elektrolyseurkapazitäten in Deutschland	31
6. Ergebnisse der Analyse zu den Erzeugungskosten von Wasserstoff	33
6.1 Gestehungskosten grüner Wasserstoff	34
6.2 Gestehungskosten bunter Wasserstoff	36
6.3 Preisdifferenzen grüner versus bunter Wasserstoff	37
6.4 Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff	40
6.5 CO ₂ -Intensität Strommärkte Europa	40
6.6 Entwicklung (Industrie-)Strompreise am Großhandelsmarkt EU und Deutschland	41
7. Fazit	45
Glossar	47
Literaturverzeichnis	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersichtsdarstellung der beiden untersuchten Szenarien	11
Abbildung 2:	Prämissen Wasserstoffbedarf in der Studie	12
Abbildung 3:	Studienvergleich zu Wasserstoff- und Strombedarfsannahmen	13
Abbildung 4:	Annahme Brennstoff- und CO ₂ -Preis-Szenarien (real 2020)	14
Abbildung 5:	Annahme Investitionskosten Elektrolyseur	15
Abbildung 6:	Annahme Wirkungsgrad Elektrolyseur	15
Abbildung 8:	Strombedarf Industrie Wasserstoffelektrolyse EU Szenario A	17
Abbildung 9:	Strombedarf Industrie Wasserstoffelektrolyse EU Szenario B	17
Abbildung 10:	Gesamtstrombedarf Deutschland Szenario A und B	18
Abbildung 11:	Strombedarf Industrie zur Wasserstoffelektrolyse Deutschland Szenario A	19
Abbildung 12:	Strombedarf Industrie zur Wasserstoffelektrolyse Deutschland Szenario B	19
Abbildung 13:	Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien A und B	19
Abbildung 14:	H ₂ -Industriebedarf EU in den Szenarien	20
Abbildung 15:	Industrie energetischer Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien A und B	20
Abbildung 16:	Industrie nicht-energetischer Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien	20
Abbildung 17:	Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien	22
Abbildung 18:	Industrie energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien	22
Abbildung 19:	Industrie nicht-energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien	23
Abbildung 20:	Erneuerbare Stromerzeugung EU Szenario A und B	24
Abbildung 21:	Erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten Deutschland Szenario A und B	24
Abbildung 22:	H ₂ -Gesamtbedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario A	26
Abbildung 23:	H ₂ -Gesamtbedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario B	26
Abbildung 24:	H ₂ -Industriebedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario A	27
Abbildung 25:	Saldo H ₂ -Industriebedarf / PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario A	27
Abbildung 26:	H ₂ -Industriebedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario B	27
Abbildung 27:	Saldo H ₂ -Industriebedarf / PtH ₂ -Wasserstoffproduktion EU Szenario B	27
Abbildung 28:	H ₂ -Gesamtbedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A	28
Abbildung 29:	H ₂ -Gesamtbedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B	28
Abbildung 30:	H ₂ -Industriebedarf Deutschland in den Szenarien	29
Abbildung 31:	H ₂ -Industriebedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A	29
Abbildung 32:	Saldo H ₂ -Industriebedarf / PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A	29
Abbildung 33:	H ₂ -Industriebedarf vs. PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B	30
Abbildung 34:	Saldo H ₂ -Industriebedarf / PtH ₂ -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B	30
Abbildung 35:	Elektrolyseurkapazitäten EU Szenario A (links) und Szenario B (rechts)	32

Abbildung 36: Elektrolyseurkapazitäten und Bedarf Deutschland Szenario A (links) und Szenario B (rechts)	32
Abbildung 37: Vergleich Einsatzstunden p. a. Elektrolyse am Strommarkt, an On- und Offshore-Parks	33
Abbildung 38: Grüne Wasserstoffgestehungskosten in €/MWhH ₂	34
Abbildung 39: Transportkosten Wasserstoff in €/MWhH ₂ nach Deutschland	35
Abbildung 40: Grüne Wasserstoffgestehungskosten inkl. Transportkosten in €/MWhH ₂	35
Abbildung 41: Szenario A Gestehungskosten bunter Wasserstoff in €/MWhH ₂ 2030/2040/2050	37
Abbildung 42: Szenario B Gestehungskosten bunter Wasserstoff in €/MWhH ₂ 2030/2040/2050	37
Abbildung 43: Szenario A Wasserstoffgestehungskosten in €/MWhH ₂ – Deutschland	38
Abbildung 44: Szenario B Wasserstoffgestehungskosten in €/MWhH ₂ – Deutschland	38
Abbildung 45: Szenario A CO ₂ -Intensität Wasserstoff – Deutschland	39
Abbildung 46: Szenario B CO ₂ -Intensität Wasserstoff – Deutschland	39
Abbildung 47: Wirtschaftlichkeit Wasserstoff – Deutschland	40
Abbildung 48: Spezifische CO ₂ -Emissionen Strommärkte Europa Szenario A 2030/2040/2050	41
Abbildung 49: Spezifische CO ₂ -Emissionen Strommärkte Europa Szenario B 2030/2040/2050	41
Abbildung 50: Mittlerer Jahrespreis (Basepreis) am Stromgroßhandelsmarkt Szenario A 2030/2040/2050	42
Abbildung 51: Mittlerer Jahrespreis (Basepreis) am Stromgroßhandelsmarkt Szenario B 2030/2040/2050	42
Abbildung 52: Stromgroßhandelspreis Spotmarkt und Terminmarkt (EPEX Spot / EEX)	43
Abbildung 53: Mittlerer Jahrespreis Industriestrompreis Szenario A 2030/2040/2050	44
Abbildung 54: Mittlerer Jahrespreis Industriestrompreis Szenario B 2030/2040/2050	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wasserstoffbedarf Industrie EU in den Szenarien	22
---	----

1. Ausgangssituation und Zielstellung

Die klimapolitischen Vorgaben der Europäischen Union und der Mitgliedstaaten sowie die damit einhergehenden Emissionsminderungs- und EE-Ausbauziele leiten eine tiefgreifende Transformation der Energie- und Stromversorgungssysteme ein. In den kommenden Jahrzehnten werden erneuerbare Energien (EE) die zentrale Quelle der Stromerzeugung sein. Gleichzeitig ist eine starke Umstellung auf EE-basierte Verfahren und Rohstoffe im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie absehbar.

In der deutschen und europäischen Industrie – einschließlich der energieintensiven Grundstoffindustrien wie Chemie, Metallherzeugung und Baustoffe – sind erste Entwicklungsansätze und Erprobungen von neuen, treibhausgasarmen Technologien und Verfahren bereits zu beobachten. Viele dieser Technologien basieren auf der Erzeugung und Nutzung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem („grünem“) Wasserstoff (H₂). Das Elektrolyseverfahren ist allerdings mit einem deutlich steigenden Stromverbrauch verbunden. Eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Industrie ist daher ganz entscheidend von einer preisgünstigen und stabilen Stromversorgung abhängig.

Die Zielerreichung der Treibhausgasneutralität 2050 in der Industrie impliziert daher unmittelbar den Ausbau eines kostenoptimalen und versorgungssicheren EE-Stromsystems sowie einer H₂-Infrastruktur. Signifikant steigende und volatile Strompreise sowie eine unsichere Versorgungssituation bezüglich EE-Strom oder H₂ könnten sich negativ auf Investitions- und Standortentscheidungen auswirken beziehungsweise Investition in fossilärmere Technologien verzögern. Diese Ungewissheit stellt die Dekarbonisierungsanstrengungen der energieintensiven Industrien vor große Herausforderungen.

In diesem Kontext ergibt sich eine Reihe von Fragen, die insbesondere die künftige Entwicklung der deutschen und europäischen Strommärkte betreffen. Hierzu zählen unter anderem die Entwicklung der Industriestrom- und Großhandelsstrompreise, die Verfügbarkeit von grünem Strom und H₂, der weitere EE- sowie H₂-Ausbau in Europa und die Entwicklung des Bedarfs an EE-Strom und Wasserstoff.

Vor diesem Hintergrund hat die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE die *enervis energy advisors GmbH* beauftragt, eine entsprechende europäische Marktanalyse durchzuführen, um Szenarien für den zukünftigen EE-Strom und H₂-Bedarf zu erarbeiten, langfristige Markt- und Preisentwicklungen abzubilden und darauf aufbauend fundierte Handlungsoptionen aufzuzeigen, die die Umstellung der Industrie auf EE- und H₂-basierte Verfahren und Technologien unterstützen können. Die zentrale Fragestellung der Studie lautet: Wie deckt die deutsche Industrie ihren Bedarf an EE-Strom und Wasserstoff mittel- bis langfristig und zu welchen Preisen?

Das vorliegende Papier fasst die Ergebnisse der Berechnungen und der Analyse zusammen; in einer anschließenden Präsentation als PDF (Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. Detaillierter Foliens-Anhang) werden die Berechnungen grafisch und detailliert dargestellt.

Das Papier ist wie folgt gegliedert: Zunächst folgt eine Übersicht über Methodik, Szenariodesign und -annahmen sowie die Datengrundlage in Kapitel 2. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Strom- und Wasserstoffbedarfsentwicklung sowohl für die EU als auch Deutschland mit dem Fokus auf die Industrie vorgestellt. Der Ausbau der EE und die daraus resultierende Entwicklung des europäischen und deutschen Strommarktes sowie die Deckung des europäischen und deutschen Wasserstoffbedarfs werden in Kapitel 4 analysiert. Im Anschluss wird in Kapitel 5 die Entwicklung der Elektrolyseurkapazitäten in der EU und Deutschland bis 2050 analysiert. Aufbauend erfolgt in Kapitel 6 die Analyse und Gegenüberstellung der Gesteigungs- und Transportkosten von Wasserstoff. Hierfür erfolgt auch eine Berücksichtigung der CO₂-Intensität der Strommärkte Europas (Anteil EE) und Industriestrompreise, da in Kapitel 6 unter anderem neben der grünen auch die Wasserstoffelektrolyse über den Strommarkt vergleichend untersucht wird. Kapitel 7 stellt im Fazit die Key Findings vor. Abschließend werden in Kapitel 8 Handlungsoptionen, die sich aus den Key Findings ableiten lassen, von der Stiftung Arbeit und Umwelt erörtert.

2

2. Methodik und Szenariodesign

2.1 Szenariodesign

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität 2050 in der Industrie ist der Einsatz von Wasserstoff aus heutiger Sicht unumgänglich. Dazu ist allerdings ein möglichst hoher Anteil an grünem beziehungsweise CO₂-armem Wasserstoff notwendig. Die zentrale Herausforderung wird sein, dass entsprechende EE-Erzeugungsanlagen sowie Elektrolysekapazitäten zur Verfügung stehen sowie die für den H₂-Transport notwendige Infrastruktur.

Angesichts dessen wurden in der vorliegenden Untersuchung Sensitivitäten über die unterschiedliche Marktdurchdringung der Wasserstoffelektrolyse durchgeführt, um einen Effekt auf (Industrie-)Strompreise, EE-Zubau und Wasserstoffpreise beziehungsweise Wasserstoffgestehungskosten zu analysieren. Eine hauptsächliche Quelle dafür ist die Studie „Hydrogen Roadmap Europe“ des Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking.

Die Untersuchung der zukünftigen Strommarktentwicklung erfolgte mittels Szenarioanalyse. Hierfür wurden Modellierungen mit dem enervis Strommarktmodell durchgeführt.

Basierend auf den wesentlichen Elementen der aktuellen europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik wurde in zwei Szenarien (Abbildung 1) mittels einer Sensitivitätsanalyse der Marktanteil von Elektrolyse⁴ zur Wasserstoffbedarfsdeckung in zwei unterschiedlichen Ausprägungen untersucht. Die Annahmen zur Marktdurchdringung der Wasserstoffelektrolyse am Strommarkt basieren auf den Annahmen der „Hydrogen Roadmap Europe“ des Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking. In Szenario A beträgt der Marktanteil 54 Prozent im Jahr 2050 und steht somit im Einklang mit den Zielen der Europäischen Wasserstoff Strategie (EU Hydrogen Strategy). Im ambitionierteren Szenario B beträgt dagegen der Markt-

Abbildung 1: Übersichtsdarstellung der beiden untersuchten Szenarien

	Szenario A	Szenario B
Storyline	Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse wird langfristig fester Bestandteil der Wasserstoffbedarfsdeckung	Wasserstoffbedarfsdeckung erfolgt langfristig nahezu ausschließlich aus Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse
Marktanteil Wasserstoff-Elektrolyse	54 % des Wasserstoffbedarfs werden in 2050 durch Elektrolyse gedeckt / Elektrolyseurkapazitäten 2030 entsprechen Zielen EU Green Deal bzw. EU Hydrogen Strategy	78 % des Wasserstoffbedarfs werden in 2050 durch Elektrolyse gedeckt / Höherer Strombedarf
Entwicklung erneuerbare Energien	Basierend auf den Nationalen Allokationsplänen und politischen Zielpfaden / langfristige Entwicklung in Abhängigkeit des Elektrolysebedarfs	Höherer EE-Ausbau als Szenario A, um eine weitestgehend CO ₂ -arme Wasserstoffherstellung zu gewährleisten
Wasserstoffbedarf	Deutliche Zunahme des Wasserstoffbedarfs in der EU und der Industrie abgeleitet aus relevanten aktuellen Studien und Marktszenarien / Annahme Wasserstoffbedarf teilweise ambitionierter als Vergleichsstudien und konsistent zu EU Green Deal	
Brennstoff- und CO ₂ -Preisannahmen	Basierend auf den Projektionen des World Energy Outlook 2020 – Stated Policies Scenario	

⁴ Zur Deckung des vollständigen Wasserstoffbedarfs stehen sowohl der Import von grünem und klimaneutralem Wasserstoff als auch die zwischenzeitliche Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff in der EU und Deutschland, zumindest bis die EE vollständig den Wasserstoffbedarf abdecken können, als Handlungsoptionen zur Diskussion.

anteil 78 Prozent im Jahr 2050. Damit ist die Bedarfsdeckung über den Strommarkt infolge des höheren Anteils der Wasserstoffelektrolyse in Szenario B dementsprechend deutlich höher.⁵ Szenario B ist von einem markant höheren Strombedarf für die Wasserstoffherzeugung und einem notwendig höheren Ausbaubedarf erneuerbarer Energie zur Stromerzeugung geprägt.

In beiden Szenarien beträgt die Höhe des unterstellten EU-gesamten Wasserstoffbedarfs für alle Sektoren in 2030 532 TWh, steigt bis 2040 auf 1.195 TWh an und befindet sich in 2050 bei 2.015 TWh.

Dieses Bedarfsniveau ist aus der vergleichenden Betrachtung und Hochrechnung aus verschiedenen Studien, beispielsweise der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ und der „Hydrogen Roadmap Europe“ des Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, abgeleitet. Diese Ableitung des Wasserstoffbedarfs erfolgte auf Grundlage einer Bottom-up-Betrachtung der einzelnen Sektoren. Das heißt, basierend auf einer Reihe von Studien und Untersuchungen wurden die Bedarfe einzelner Branchen und Sektoren zunächst separat betrachtet, abgeschätzt und dann zusammengeführt (Bottom-up-Ansatz). Abbildung 2 gibt einen detaillierten Überblick über die Ableitung der verschiedenen sektoralen Wasserstoffbedarfe.

In den beiden hier untersuchten Szenarien wird ein Wasserstoffbedarf von 450 TWh für Deutschland in 2050 hergeleitet, der im Vergleich zu anderen, zurückliegenden Studien deutlich höher liegt⁶ (Abbildung 3). So werden beim Wasserstoffbedarf in der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018) die Substitutionsbedarfe für Erdgas nicht berücksichtigt und in der Studie der Agora Energiewende „Klimaneutrales Deutschland“ (2020) nur der Elektrolysewasserstoff abgebildet. Daher liegt der in der vorliegenden Studie unterstellte Wasserstoffbedarf in Deutschland weit über den Werten der dena-Leitstudie und der Agora-Studie, auch da unter anderem die langfristige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff als Feedstock in der Chemie, aber auch zu kleineren Teilen im Gebäude- und Mobilitätssektor, berücksichtigt wird. Über die Annahmen der Durchdringung von grünem Wasserstoff bis 2050 von 54 Prozent (Szenario A) und 78 Prozent (Szenario B) ergibt sich langfristig ein vergleichbarer Gesamtstromverbrauch gegenüber den Vergleichsstudien.

Die Datengrundlage wesentlicher Szenarioprämissen der vorliegenden Studie bilden unter anderem die aktuellen Nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) europäischer Mitgliedstaaten Stand März 2020, nationale Netzentwicklungspläne und der Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018) des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber⁷.

Abbildung 2: Prämissen Wasserstoffbedarf in der Studie

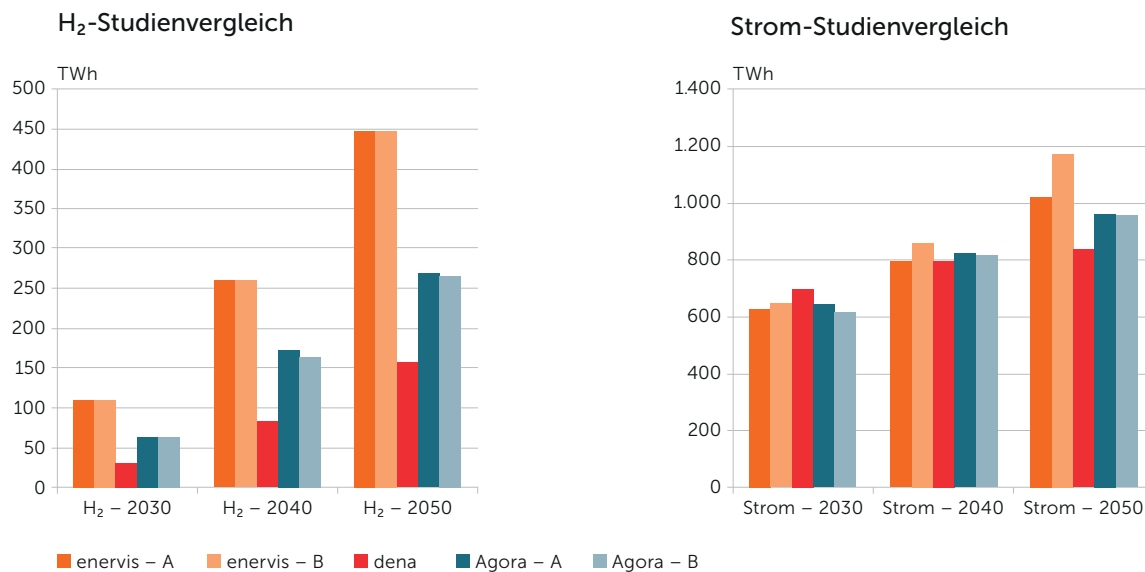
Sektor	Quelle
Industrie	
Energetische Anwendungen	u. a. dena-Leitstudie (2018): Integrierte Energiewende
Nicht-energetische Anwendungen – Ammoniak	u. a. USGS (2020): Minerals Yearbook 2017, Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien
Nicht-energetische Anwendungen – Methanol	u. a. JRC (2016): Techno-economic and environmental evaluation of CO ₂ utilisation for fuel production, Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien
Nicht-energetische Anwendungen – Raffinerien	u. a. Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien
Nicht-energetische Anwendungen – Neue Anwendungen	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH) (2019): Hydrogen Roadmap Europe / „Ambitious Scenario“ Szenarios
Verkehr	u. a. dena-Leitstudie (2018): Integrierte Energiewende
Gebäude	STRATEGO (2015): Heat Roadmap 2050

⁵ Einer zugrunde gelegten Wasserstoffunterdeckung in den Szenarien von 46 % bzw. 22 % kann durch Wasserstoffimporte begegnet werden. In diesen Zusammenhang untersucht die Studie vergleichend die Gestehungs- und Transportkosten von grünem Wasserstoff in potenziellen Wasserstoffexportnationen innerhalb Europas und Nordafrikas.

⁶ dena-Leitstudie (2018) und Agora Klimaneutrale Industrie (2020).

⁷ Der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ist der europäische Verband, in dem alle Übertragungsnetzbetreiber Pflichtmitglieder sind.

Abbildung 3: Studienvergleich zu Wasserstoff- und Strombedarfsannahmen



Der Scope der vorliegenden Studie liegt primär auf der vergleichenden Untersuchung der Rahmenbedingungen für EE und H₂-Erzeugung im Strommarkt innerhalb der EU-27.⁸ Die vorliegenden Szenariobetrachtungen und Analysen werden demzufolge länderspezifisch für den europäischen Markt durchgeführt. Das heißt, es erfolgt eine integrierte europäische Betrachtung, bei der die Annahmen und Ergebnisse der Szenariobetrachtungen länderspezifisch abgebildet und die Wechselwirkungen der nationalen Strommarktentwicklungen untersucht werden. Vor diesem Hintergrund lassen sich Markt- und Preisentwicklungen vergleichen, Aussagen zur Wettbewerbsfähigkeit treffen und Handlungsoptionen im europäischen Kontext ableiten.

Sekundär werden zudem die Rahmenbedingungen für H₂-Erzeugung auf Grundlage von EE in Norwegen, Island, UK und den Maghreb-Staaten als mögliche Wasserstoffexportländer aufgrund ihrer exponierten Lage berücksichtigt.

Aus dem World Energy Outlook 2020 wurden die Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen (siehe Abbildung 3) des *Stated Policies Scenario* unterstellt, während Prämissen zur H₂-Elektrolyse auf enervis-Eigenberechnungen basieren.

Hingegen werden Annahmen zum Flächenpotenzial von Onshore- und Offshore-Windparks, Systemkosten des

Ausbaus der EE und des Stromnetzes sowie des Neubaus von H₂-Infrastrukturen nicht berücksichtigt. Die Erzeugung von blauem Wasserstoff wird ebenfalls nicht als Teil der Studie untersucht, um nicht vom Fokus der Studie auf den vergleichenden europäischen Strommarktmodellierungen und den daraus resultierenden europäischen und nationalen Potenzialen der Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse abzuweichen. Zudem setzt die Behandlung von blauem Wasserstoff als weitere zu berücksichtigende Erzeugungsform neben der Elektrolyse auch die Mitberücksichtigung von weiteren zusammenhängenden Rahmenbedingungen voraus: So ist in Deutschland die Erzeugung von blauem Wasserstoff nur erschwert möglich, da etwa Carbon Capture Storage (CCS) nur unter strengen gesetzlichen Auflagen⁹ möglich oder de facto unmöglich ist. In Folge wären zusammenhängende Aspekte wie die CO₂-Abscheidung und Verwendungspotenziale (Carbon Capture and Utilization, CCU), aber auch Kosten und Potenziale des CO₂-Transports und der -Speicherung, etwa in norwegischen Gasfeldern (Carbon Capture and Offshore Storage, CCOS), ebenso zu behandeln, die nicht Gegenstand der Studie sind.

⁸ Aufgrund heterogener Datengrundlagen konnten die EU-Staaten Malta, Estland und Lettland nur unvollständig im Gegensatz zu den übrigen EU-Staaten (Eurostat 2017) berücksichtigt werden.

⁹ Die nationale Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/31/EG in Form des KSpG sieht insgesamt eine Höchstspeichermenge von 4 Mio. t CO₂/a und 1,3 Mio. t CO₂/a pro Speicher vor. Eine Länderklausel eröffnet einzelnen Bundesländern die Option zum generellen Verbot der CO₂-Speicherung auf ihrem Territorium.

2.2 Zentrale Annahmen

Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen

Die Basis der Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen der vorliegenden Studie bildet das Stated Policies Scenario des World Energy Outlook 2020 (WEO 2020) der International Energy Agency (IEA).

Dieses Szenario antizipiert, dass alle bisher angekündigten und beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt werden. Die Klimaschutz- und CO₂-Minderungsziele werden weiterverfolgt und konsequent umgesetzt. Nationale Minderungsverpflichtungen werden in allen großen Industrienationen implementiert und es werden global sektorenübergreifende Vereinbarungen zur Minderung der Treibhausgase getroffen. In der Konsequenz steigt der EU ETS Preis auch langfristig weiter an.

Annahmen zum H₂-Elektrolyseur

Infolge weiterer Marktdurchdringung, zunehmender Anwendungen und technologischen Fortschritts von Elektrolyseuren wird perspektivisch mit sinkenden spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure gerechnet: 2020 1.350 €/kW; 2030 900 €/kW; 2040 700 €/kW; 2050 500 €/kW. Zudem wird unterstellt, dass sich der

Wirkungsgrad der Anlagen verbessert: 2020 65 Prozent; 2030 67 Prozent; 2040 69 Prozent, 2050 70 Prozent. Die vorliegenden Annahmen sind in den nachfolgenden Abbildungen 5 und 6 dargestellt.

Beide Parameter, basierend auf enervis-Annahmen beziehungsweise Berechnungen, sind entscheidende Einflussgrößen bei der Bestimmung der Preise für grünen beziehungsweise blauen Wasserstoff (Kapitel 6).

Abbildung 4: Annahme Brennstoff- und CO₂-Preis-Szenarien (real 2020)



Abbildung 5: Annahme Investitionskosten Elektrolyseur

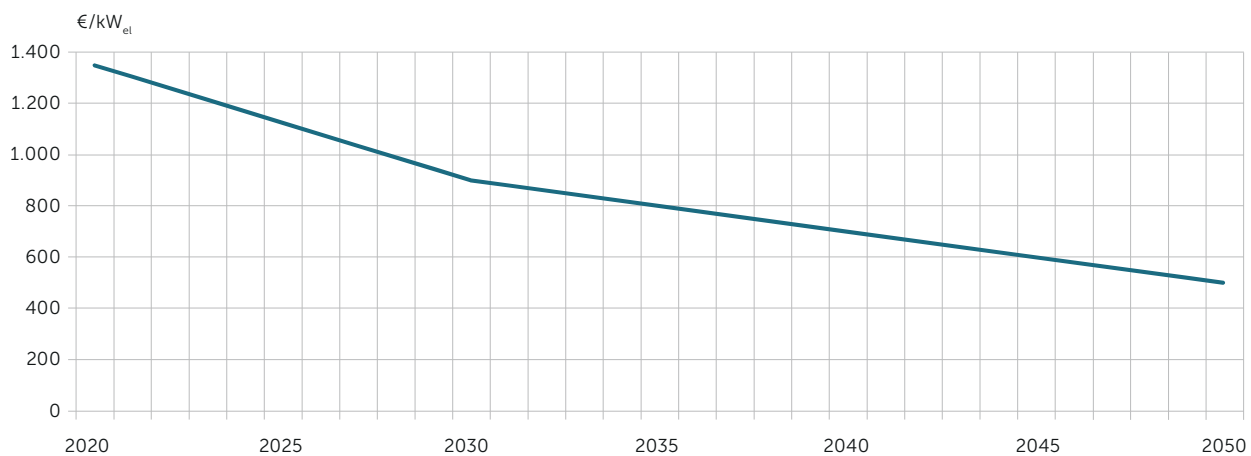
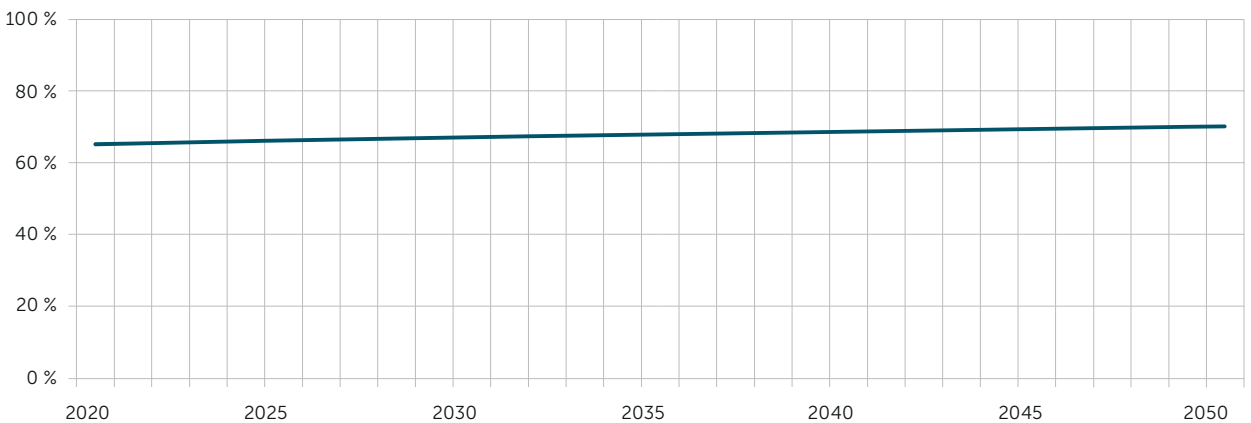


Abbildung 6: Annahme Wirkungsgrad Elektrolyseur



3

3. Ergebnisse der Analyse der Bedarfsentwicklung von Strom und H₂

3.1 Entwicklung Gesamtstrombedarf EU

In beiden Szenarien zeigt sich ein spürbarer Anstieg des Strombedarfs infolge der Elektrifizierung großer Teile des Wärme- und Verkehrsmarktes, der Industrie und des Wasserstoffbedarfs (Abbildung 7).

In Szenario A liegt der gesamte Strombedarf im Jahr 2050 bei über 5.000 TWh, in Szenario B bei fast 6.000 TWh. In den Szenarien wird dabei ein unterschiedlicher Quellenmix für Wasserstoff modelliert. In Szenario A wird ein Anteil aus strombasierter Elektrolyse von 54 Prozent und in Szenario B von 78 Prozent bis zum Jahr 2050 angenommen (siehe Abschnitt 2.1).

In Szenario A liegt der gesamte Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse (Power-to-Wasserstoff) in der EU in 2050 bei 1.555 TWh oder circa 30 Prozent der Gesamtstromnachfrage.

In Szenario B liegt der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in der EU in 2050 bei 2.236 TWh oder etwa 40 Prozent der Gesamtstromnachfrage.

Es wird angenommen, dass im Verkehrssektor der Strombedarf infolge der Elektrifizierung bis 2050 auf fast 350 TWh steigt. Der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in diesem Sektor steigt bis 2050 auf 420 TWh (Szenario A) beziehungsweise 600 TWh (Szenario B).

Im Gebäudesektor ist der Strombedarf durch Wärmepumpenanwendungen und grüne Gase (PtX) getrieben und steigt bis 2050 auf circa 810 TWh (Szenario A) und 1.000 TWh (Szenario B).

3.2 Entwicklung Industriestrombedarf für die Wasserstoffelektrolyse EU

Der Strombedarf allein aus der Industrie zur Wasserstoffelektrolyse beträgt in 2050 605 TWh in Szenario A (knapp zwölf Prozent der EU-Gesamtstromnachfrage) beziehungsweise 870 TWh in Szenario B (etwa 15 Prozent der EU-weiten Gesamtstromnachfrage).

Davon entfallen in Szenario A in 2050 etwa 200 TWh des Strombedarfs auf die Deckung des energetischen Wasserstoffbedarfs und etwa 400 TWh auf die Deckung des

Abbildung 7: Gesamtstrombedarf EU Szenario A und Szenario B

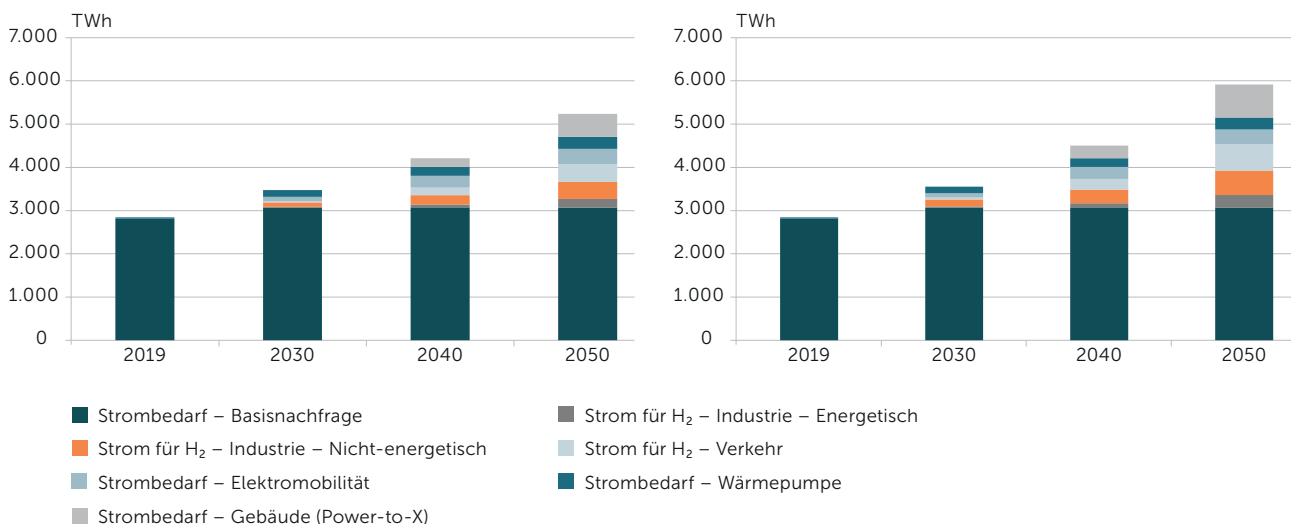


Abbildung 8: Strombedarf Industrie Wasserstoffelektrolyse EU Szenario A

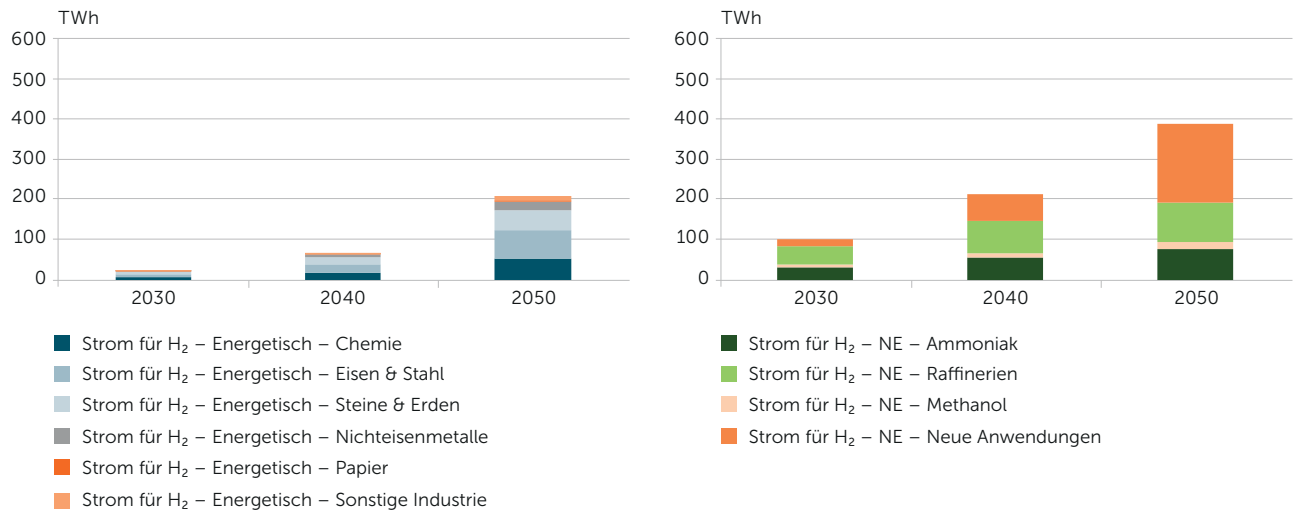
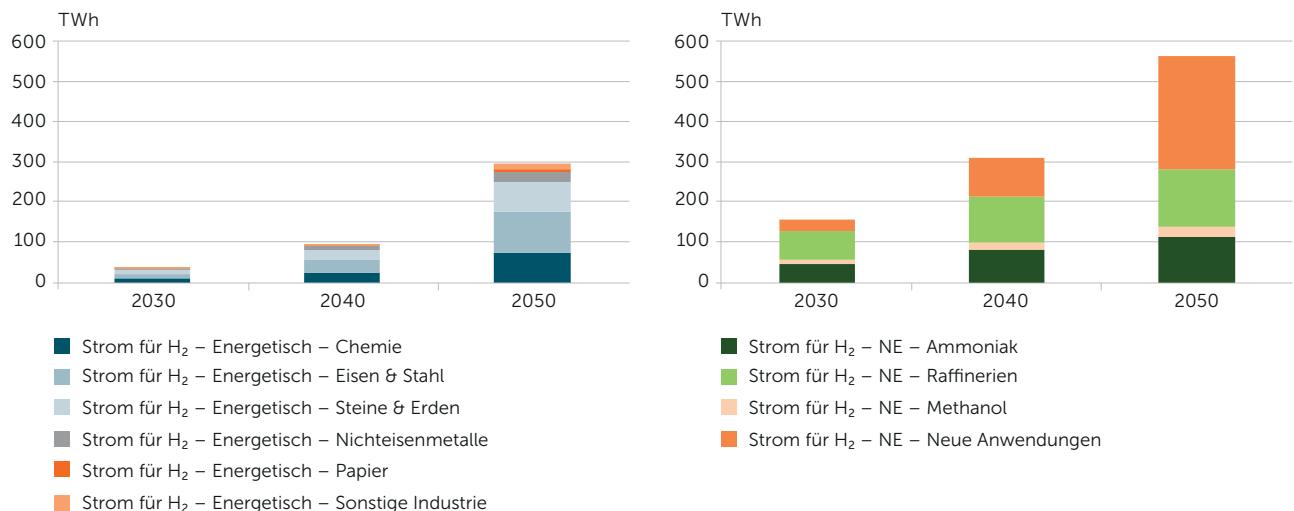


Abbildung 9: Strombedarf Industrie Wasserstoffelektrolyse EU Szenario B



nicht-energetischen Wasserstoffbedarfs.¹⁰ In Szenario B beträgt der Industriestrombedarf 2050 zur Deckung des energetischen Wasserstoffbedarfs knapp 300 TWh und der Strombedarf für den nicht-energetischen Wasserstoffbedarf liegt bei etwa 570 TWh. Beides ist in nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

In den oben dargestellten Abbildungen zeigt sich, dass in beiden Szenarien der Strombedarf für die Wasserstoffelektrolyse für nicht-energetische den der energetischen Anwendungsfelder bereits 2030 deutlich übersteigt. In Szenario A liegt der Strombedarf aus nicht-energetischen Anwendungsfeldern 2030 bei knapp 103 TWh (+80 TWh im Vergleich zum

Strombedarf energetischer Anwendungsfelder). In Szenario B beträgt der Strombedarf aus nicht-energetischen Anwendungsfeldern etwa 160 TWh (+124 TWh im Vergleich zum Strombedarf energetischer Anwendungsfelder).

Dies verdeutlicht die Bedeutung von Wasserstoff als Substitution für fossile Grundstoffe in der Mineralöl- und Grundstoffchemie, aber auch in der Stahlindustrie, die bei der Dekarbonisierung dieser Bereiche alternativlos ist.

3.3 Entwicklung Gesamtstrombedarf Deutschland

Im Strommarkt Deutschland ist in beiden Szenarien eine deutliche Steigerung des Strombedarfs unterstellt.

¹⁰ Unter nicht-energetischem Einsatz ist die Verwendung von Wasserstoff als sogenannter „Feedstock“ (Grundstoff) analog zu Erdöl und Erdgas beispielsweise in der Grundstoffchemie- und Mineralölkirtschaft zu verstehen, während der energetische Einsatz sich auf die Strom-/Wärmeerzeugung bezieht. Unter Feedstock-Anwendungen fallen die Direktreduktion zur Herstellung von Eisen sowie die Synthese von H₂ mit Kohlenstoffen zu beispielsweise Methanol, aromatischen Kohlenwasserstoffen wie Benzol oder die Herstellung von Olefinen. Vgl. FCH H₂-Roadmap Ambitious Szenario „New Feedstock Uses“.

In Szenario A steigt der Bedarf auf 1.020 TWh in 2050. In Szenario B liegt der Gesamtstrombedarf infolge des höheren Bedarfs zur Wasserstoffelektrolyse bei 1.172 TWh in 2050.

Beide Entwicklungen illustrieren (siehe folgende Abbildungen im Vergleich zu den Abbildungen Gesamtstrombedarf EU), dass der deutsche Strommarkt innerhalb des Binnenmarkts EU-27+UK eine signifikante Rolle spielt und mit Abstand vor Frankreich, Italien und UK den höchsten Strombedarf aufweist.

Infolge des Ziels, Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird der Strombedarf in Zukunft auch in Deutschland stark steigen. Insbesondere in der Wärmeversorgung¹¹ und im Verkehrssektor¹² kann der Einsatz von Strom und von strombasierten Anwendungen eine Option sein, dieses Ziel zu erreichen.

In Szenario A liegt der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse (Power-to-Wasserstoff) in Deutschland 2050 bei 345 TWh (34 Prozent der deutschen Gesamtstromnachfrage).

Abbildung 10: Gesamtstrombedarf Deutschland Szenario A und B

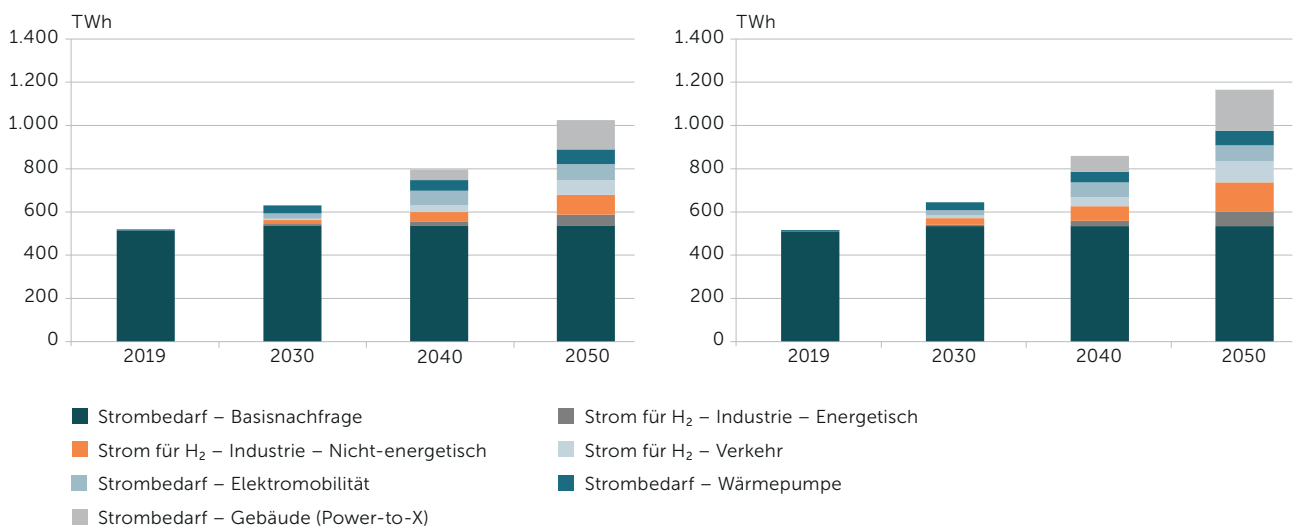
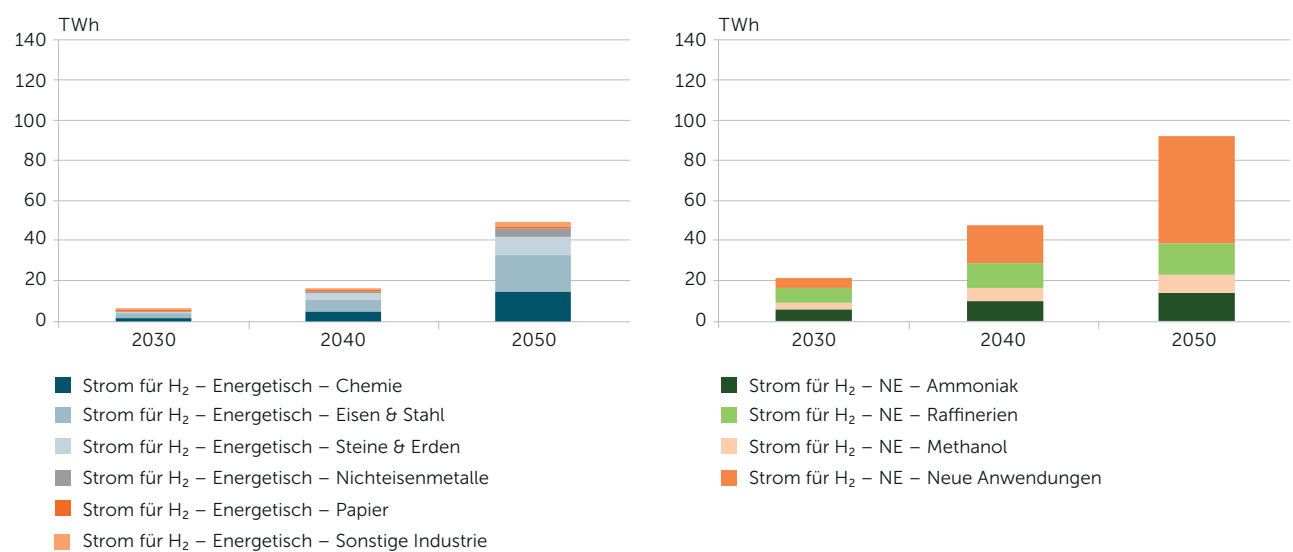


Abbildung 11: Strombedarf Industrie zur Wasserstoffelektrolyse Deutschland Szenario A



¹¹ Der Gebäudesektor wird infolge der vollständigen Substitution von fossilen Energieträgern zu 44 % der Nutzenergie durch Wärmepumpen (mittlere Leistungszahl von 2,5) infolge einer Sanierungsrate von 1,4 % p. a. und Effizienzsteigerungen von 40 bis 70 % auf den Endenergieverbrauch des sanierten Gebäudebestands bis 2050 erschlossen. 40 % der Nutzenergie werden durch grüne Gase (95 % davon PtCH₄ und 5 % PtH₂) in 2050 bereitgestellt werden.

¹² Es wird für den Verkehrssektor ein Anstieg der Elektrifizierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen auf 75 % bis 2050 gerechnet. Bis 2050 ist mit einer Effizienzsteigerung von 0,22 kWh/km auf 0,16 kWh/km bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von 11.600 km/a pro Fahrzeug (EU-Durchschnitt 2014) zu rechnen.

In Szenario B liegt der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in Deutschland in 2050 bei 497 TWh (43 Prozent der Gesamtstromnachfrage).

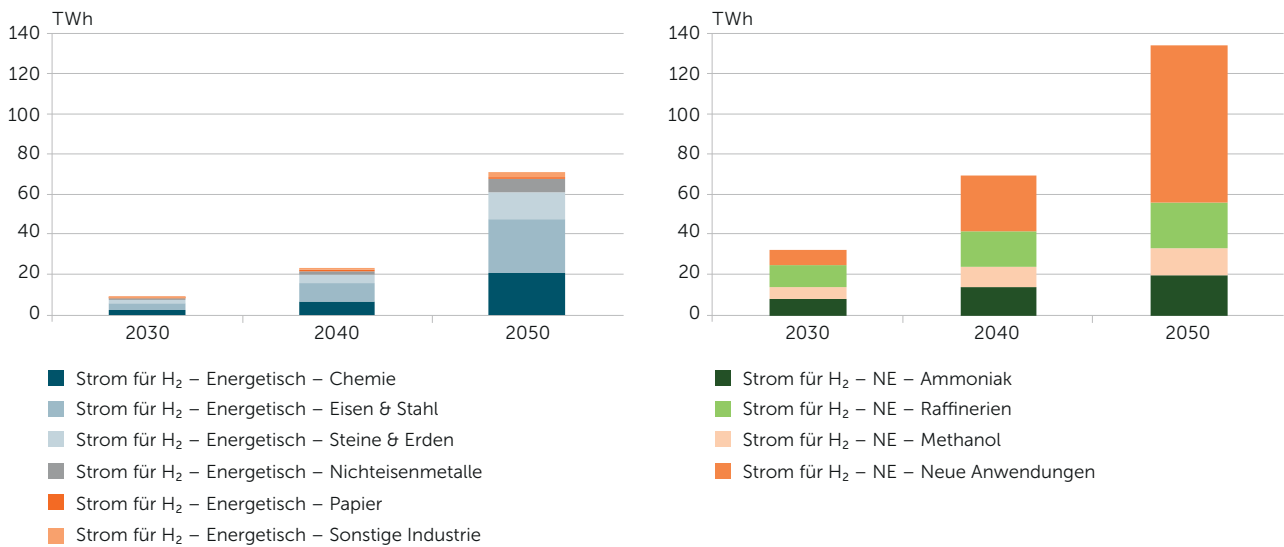
3.4 Entwicklung Industriestrombedarf für die Wasserstoffelektrolyse Deutschland

Nachfolgend dargestellt ist der gerechnete Industriestrombedarf zur Wasserstoffelektrolyse in Deutschland.

Der Strombedarf allein aus der Industrie zur Wasserstoff-

elektrolyse beträgt in Deutschland in 2050 142 TWh in Szenario A (14 Prozent der deutschen Gesamtstromnachfrage) beziehungsweise 204 TWh in Szenario B (18 Prozent der deutschen Gesamtstromnachfrage). Treiber der gestiegenen industriellen Stromnachfrage sind vor allem nicht-energetische neue Anwendungsfelder von Wasserstoff ab 2030 als Substitution für fossile Grundstoffe in der Mineralöl- und Grundstoffchemie, aber auch in der Stahlindustrie, die alternativlos ist. Der nicht-energetische Bedarf übersteigt den energetischen Bedarf dabei um den Faktor 3,5 in 2030.

Abbildung 12: Strombedarf Industrie zur Wasserstoffelektrolyse Deutschland Szenario B



3.5 Entwicklung Wasserstoffbedarf EU

Der unterstellte Wasserstoffbedarf in der EU wächst in beiden Szenarien auf 2.015 TWh in 2050 (Abbildung 13).

Im Verkehrssektor steigt der Wasserstoffbedarf bis 2030 auf 106 TWh und bis 2050 auf 543 TWh und erhöht sich somit zwischen 2030 und 2050 um mehr als das Fünffache.

Der unterstellte Bedarf an Wasserstoff im Gebäudesektor wird nach 2040 weiter ansteigen, da Wasserstoff als Feedstock zur Produktion von strombasierten grünen Gasen, welche zu Heizzwecken eingesetzt werden, an Bedeutung gewinnt. Der Anteil von strombasiertem Methan (CH₄) beträgt 95 Prozent und der von H₂ fünf Prozent, gemessen am gesamten dekarbonisierbaren Wärmebedarf in der EU.

Abbildung 13: Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien A und B

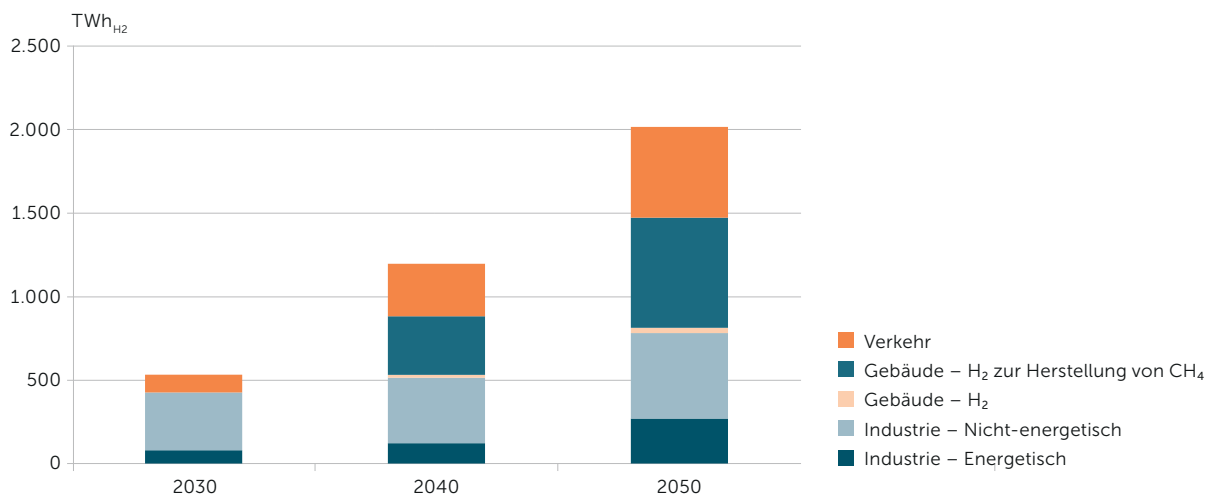


Abbildung 14: H₂-Industriebedarf EU in den Szenarien

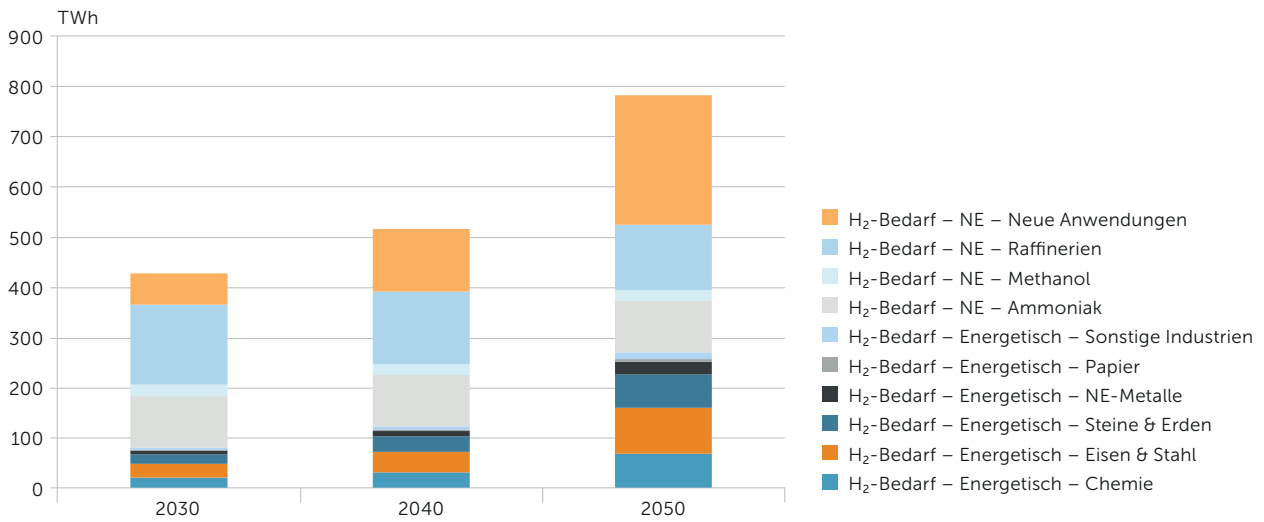


Abbildung 15: Industrie energetischer Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien A und B

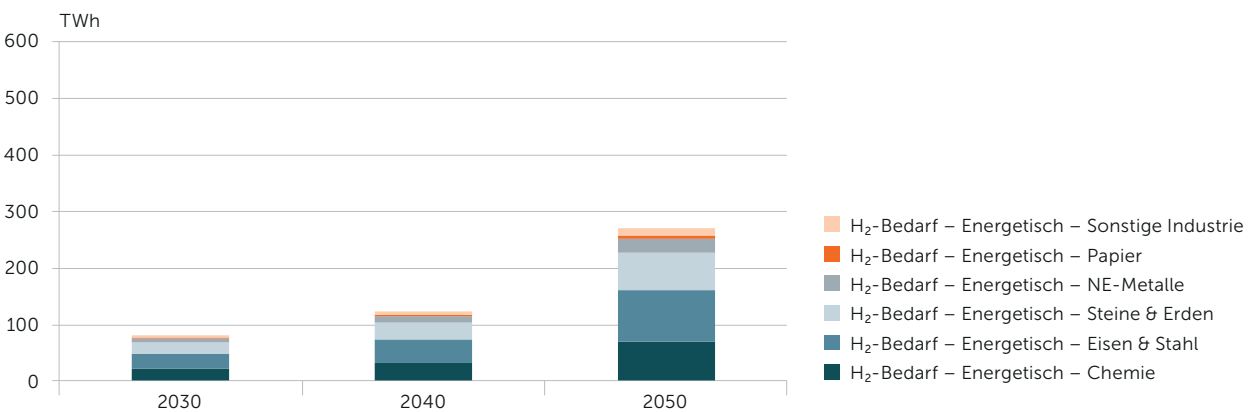
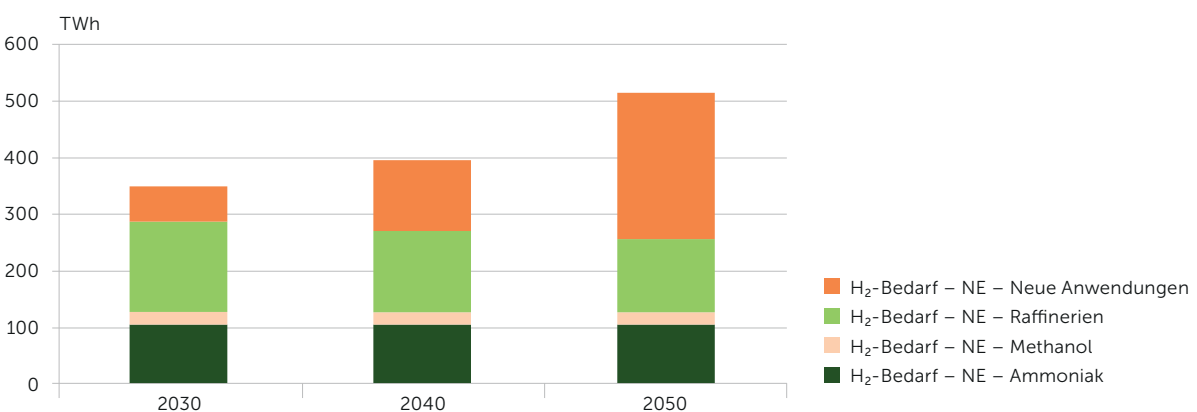


Abbildung 16: Industrie nicht-energetischer Wasserstoffbedarf EU in den Szenarien



Etwa 40 Prozent (781 TWh) des gesamten europäischen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 kommen aus der Industrie.

Entwicklung Wasserstoffbedarf Industrie EU

Der unterstellte gesamte Wasserstoffbedarf der Industrie wächst in beiden Szenarien bis 2050 auf etwa 781 TWh_{H₂}. Ein Großteil dieses Wachstums ist auf den steigenden Wasserstoffbedarf für nicht-energetische Anwendungen bei der Direktreduktion bei der Eisenherstellung in der Stahlindustrie zurückzuführen. Der wachsende energetische Wasserstoffbedarf ist insbesondere durch die zunehmende Nachfrage für Hochtemperaturprozesswärme in der Stahlindustrie begründet.

Energetischer Wasserstoffbedarf Industrie EU

In 2050 sind vom Gesamtbedarf der Industrie 269 TWh (35 Prozent) auf energetische Bedarfe infolge von Prozesswärmeanwendungen zurückzuführen (Abbildung 15). Dies betrifft insbesondere Verarbeitungsprozesse in den Industriesektoren Chemie, Eisen & Stahl, im Bereich Steine & Erden sowie Prozesse zur Herstellung von Nichteisenmetallen (NE-Metalle) und Prozesse zur Herstellung von Dampf bei Papierherstellung und -recycling.

Der Großteil des energetischen Bedarfs in der Industrie entfällt auf die Bereiche *Chemie* sowie *Eisen & Stahl* (225 TWh). In diesen Bereichen wird es auch in Zukunft große Bedarfe für Hochtemperaturprozesswärme geben. Unter den Bereich *Steine & Erden* fällt beispielsweise die Verwendung von Wasserstoff zur Klinkerherstellung in der Zementindustrie, aber auch mögliche zukünftige Anwendungen bei der Herstellung von Glas und Keramik als Substitut zu bisher verwendetem Erdgas.

Das Anwendungspotenzial im Bereich *Glas & Keramik* wird derzeit aufgrund eines sich verändernden Flammenbildes bei der Nutzung von Wasserstoff und damit unstenen Temperaturen in der Schmelzwanne sowie möglichen Auswirkungen auf das Feuerfestmaterial noch als gering eingeschätzt. Darüber hinaus steht der Einsatz von Wasserstoff hier in direkter Konkurrenz zu sonstigen synthetischen Gasen, wie zum Beispiel synthetischem Methan, um die bestehenden Herausforderungen bei der Nutzung von Wasserstoff zu umgehen.

Die Herstellung von *Nichteisenmetallen* ist, neben der Herstellung von *Metallen* wie Zink, Messing oder Bronze, maßgeblich durch Herstellungsprozesse in der Aluminium- und der Kupferherstellung geprägt. Während im Bereich der Aluminiumherstellung schon heute vornehmlich elektrische Energie zur Anwendung kommt, wird dem Wasserstoffeinsatz in der Kupferherstellung, zum Beispiel bei der Röstung von Kupfererzen, ein potentes Substitutionspotenzial eingeräumt.

Im Bereich der *Papierherstellung* steht die Anwendung von Wasserstoff in direkter Konkurrenz zu strom- und biomassebasierten Prozessen, da diese günstiger zu realisieren sind und Biomassereststoffe oft ohnehin zur Verfügung stehen. Das Potenzial der Wasserstoffnutzung wird daher als gering eingeschätzt.

Die Prozesswärmenachfrage bei der Herstellung von *Gummi- und Kunststoffwaren* basiert derzeit vornehmlich auf gasbasierten Energieträgern. Aufgrund von vergleichsweise geringen Prozesstemperaturbedarfen wird das Verwendungspotenzial von Wasserstoff als sehr gering eingeschätzt. Mögliche energetische Nischenanwendungen sind in dem Cluster sonstige Industrien inkludiert.

Nicht-energetischer Wasserstoffbedarf Industrie EU

Der weit größere industrielle Anteil (65 Prozent des industriellen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 beziehungsweise 512 TWh) ist durch nicht-energetische Wasserstoffbedarfe geprägt (Abbildung 16). Beispielsweise zur Herstellung von Ammoniak oder Methanol sowie durch die Verwendung in Raffinerieprozessen (Mineralölverarbeitung).

Ein Großteil des Wasserstoffbedarfs basiert auf der Erschließung neuer Anwendungen (258 TWh) im Zuge der Dekarbonisierungsanstrengungen in der Stahlindustrie, wie beispielsweise zur Direktreduktion bei der Eisenherstellung. Des Weiteren wird der Synthese von Wasserstoff mit Kohlenstoffen, zum Beispiel zur Herstellung von Alkenen (Olefinen), ein großes Potenzial in der Chemieindustrie unterstellt.

Tabelle 1 fasst diese Ergebnisse der Berechnungen des Wasserstoffbedarfs der europäischen Industrie zusammen.

3.6 Entwicklung Wasserstoffbedarf Deutschland

Der unterstellte Wasserstoffbedarf in Deutschland wächst in beiden Szenarien auf insgesamt knapp 450 TWh in 2050 (Abbildung 17).

Die Bundesregierung sieht im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie einen Wasserstoffbedarf von etwa 90 bis 110 TWh bis 2030. Die Annahmen der vorliegenden Studie decken sich dahingehend bis 2030. Der Vergleich mit anderen Studien ist allerdings nicht ohne Weiteres möglich. So werden beim Wasserstoffbedarf in der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018) die Substitutionsbedarfe für CH₄ im Wärmesektor nicht berücksichtigt. In der Studie der Agora Energiewende „Klimaneutrales Deutschland“ (2020) wird lediglich der Elektrolysewasserstoff abgebildet. Daher liegt der in der vorliegenden Studie unterstellte Wasserstoffbedarf in Deutschland im

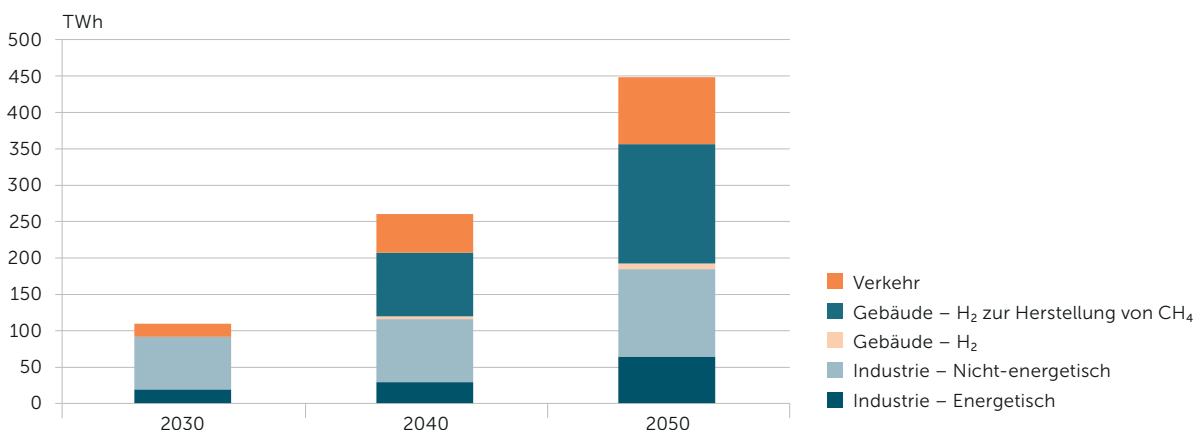
Betrachtungszeitraum bis 2050 über den Werten der dena-Leitstudie und der Agora-Studie (siehe Abbildung 3). Dem in dieser Studie unterstellten Wasserstoffbedarf liegt eine detaillierte, sektorspezifische Bottom-up-Analyse zugrunde, sodass neben dem Industriebedarf auch der Verkehrs- und Wärmesektor umfassend gewürdigt werden. Im europäischen Kontext liegt der ermittelte europäische Gesamtbedarf bis 2050 in einer ähnlichen Größenordnung der Studie „Hydrogen Roadmap Europe“.

Etwas mehr als 40 Prozent des gesamten Wasserstoffbedarfs 2050 kommen aus industriellen Anwendungen (184 TWh). Davon ist knapp ein Drittel, 64 TWh, auf energetische Bedarfe zurückzuführen. Der Großteil des industriellen Wasserstoffbedarfs entfällt allerdings auf nicht-energetische Anwendungsfelder (120 TWh). In den Industrien steigt der nicht-energetische Anwendungsbedarf von Wasserstoff als Rohmaterial beziehungsweise sogenannter „Feedstock“.

Tabelle 1: Wasserstoffbedarf Industrie EU in den Szenarien

[TWh]	2030	2040	2050
Energetisch	80	122	269
Chemie	20	31	68
Eisen & Stahl	27	41	91
Steine & Erden	20	30	66
NE-Metalle	7	11	25
Papier	2	3	6
Sonstige Industrien	4	6	13
Nicht-energetisch	346	392	521
Ammoniak	103	103	103
Methanol	22	22	22
Raffinerien	159	143	129
Neue Anwendungen	62	124	258
Total	426	514	781

Abbildung 17: Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien



Energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland

Hauptsächliches Anwendungsfeld der energetischen Nutzung von Wasserstoff ist die Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme (Abbildung 18).

Nicht-energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland

Der weit größere industrielle Anteil (65 Prozent beziehungsweise 120 TWh) ist durch nicht-energetische Wasserstoffbedarfe geprägt (Abbildung 19).

Der Großteil der nicht-energetischen Anwendungen basiert auf der Erschließung neuer Anwendungen (70 TWh) im Zuge der Dekarbonisierungsanstrengungen in der Stahlindustrie, wie beispielsweise zur Direktreduktion bei der Eisenherstellung. Des Weiteren wird der Synthese von Wasserstoff mit Kohlenstoffen, zum Beispiel zur Herstellung von Alkenen (Olefinen), ein großes Potenzial in der Chemiebranche unterstellt.

3.7 Zwischenfazit Strom- und Wasserstoffbedarf in Deutschland und EU

In beiden Szenarien zeigt sich ein spürbarer Anstieg des Strombedarfs infolge der Elektrifizierung großer Teile des Wärme- und Verkehrsmarktes, der Industriestromnach-

frage und der Stromnachfrage zur Wasserstoffherstellung. Insgesamt verzeichnet sich eine Verdopplung bis 2050 im Vergleich zum heutigen Strombedarf. Der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in der EU beträgt dabei etwa 30 Prozent (Szenario A) beziehungsweise 40 Prozent (Szenario B) der Gesamtstromnachfrage. In Deutschland zeichnet sich ein vergleichbares Bild.

Der Wasserstoffbedarf in der EU steigt ebenfalls signifikant. Wesentliche Treiber sind der Verkehrs- und Wärmesektor sowie die Industrie. Der Wasserstoffbedarf im Verkehr steigt EU-weit bis 2030 auf 106 TWh und bis 2050 bis auf 543 TWh und erhöht sich somit zwischen 2030 und 2050 um mehr als das Fünffache. Die energetischen Anwendungspotenziale von strombasierten grünen Gasen im Wärmemarkt werden ab 2040 erschlossen, sodass es auch im Wärmesektor zu einer erheblichen Steigerung des Wasserstoffanteils kommt.

Innerhalb der Industrie ist vor allem der nicht-energetische Wasserstoffbedarf von starkem Wachstum geprägt. Dieser wird im Wesentlichen durch die Erschließung neuer Anwendungen, wie die Direktreduktion bei der Eisenherstellung in der Stahlindustrie, getrieben.

Abbildung 18: Industrie energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien

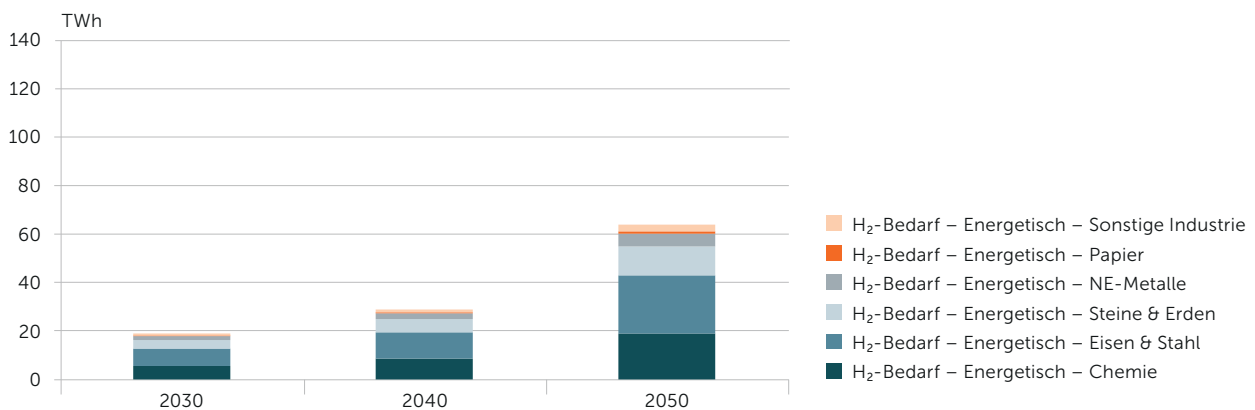
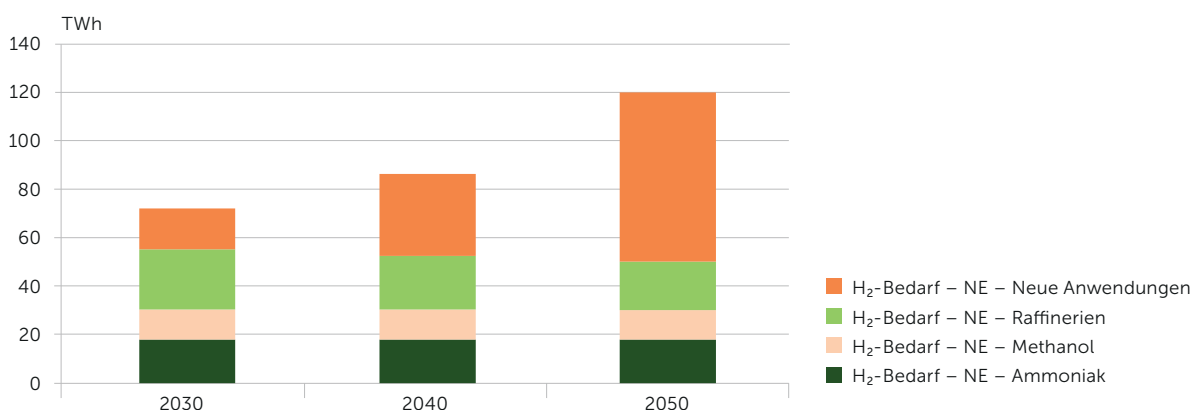


Abbildung 19: Industrie nicht-energetischer Wasserstoffbedarf Deutschland in den Szenarien



4. Ergebnisse der Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien

4.1 Entwicklung des EE-Strommarktes EU

In beiden Szenarien erfolgt bis 2050 europaweit eine deutliche Zunahme der EE-Strommengen auf 4.500 TWh (+ 3.500 TWh gegenüber 2019) (Szenario A) beziehungsweise 5.400 TWh (+ 4.400 TWh gegenüber 2019) (Szenario B).

Die wesentlichen Treiber dieser Entwicklung sind die nationalen EE-Ausbauziele, der langfristig stark wachsende Strombedarf durch zunehmende Elektrifizierung in der Industrie und im Verkehrs- und Wärmesektor sowie der

steigende Strombedarf zur Wasserstoffelektrolyse in den europäischen Strommärkten (siehe Abbildung 7). Infolge der Zielstellung der Treibhausgasneutralität und der konsequenten Umsetzung von umfassenden Klimaschutzmaßnahmen zur CO₂-Minderung wird beziehungsweise muss die wachsende Stromnachfrage zwangsläufig aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden.

Die grundlegenden Annahmen der länderspezifischen EE-Ausbaupfade in den Szenarien sind die jeweiligen na-

Abbildung 20: Erneuerbare Stromerzeugung EU Szenario A und B

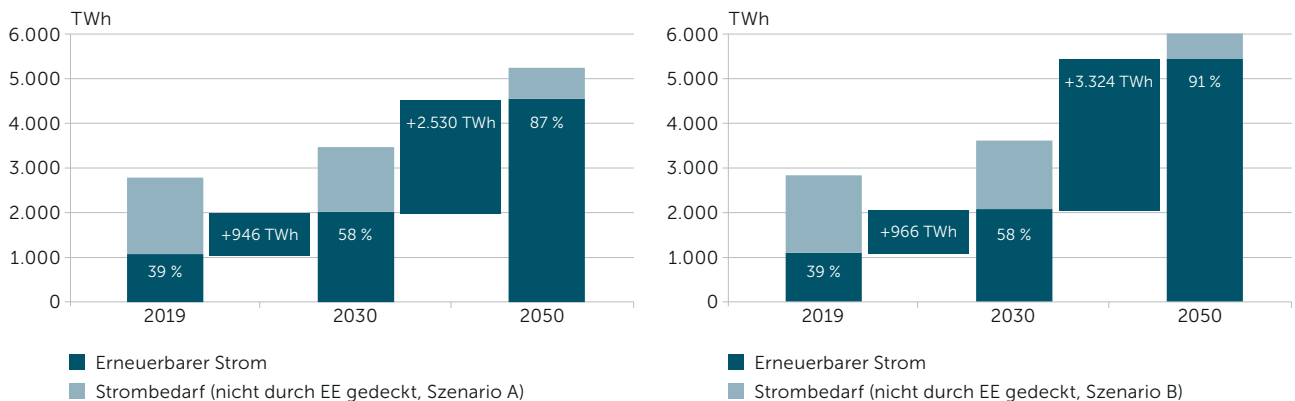
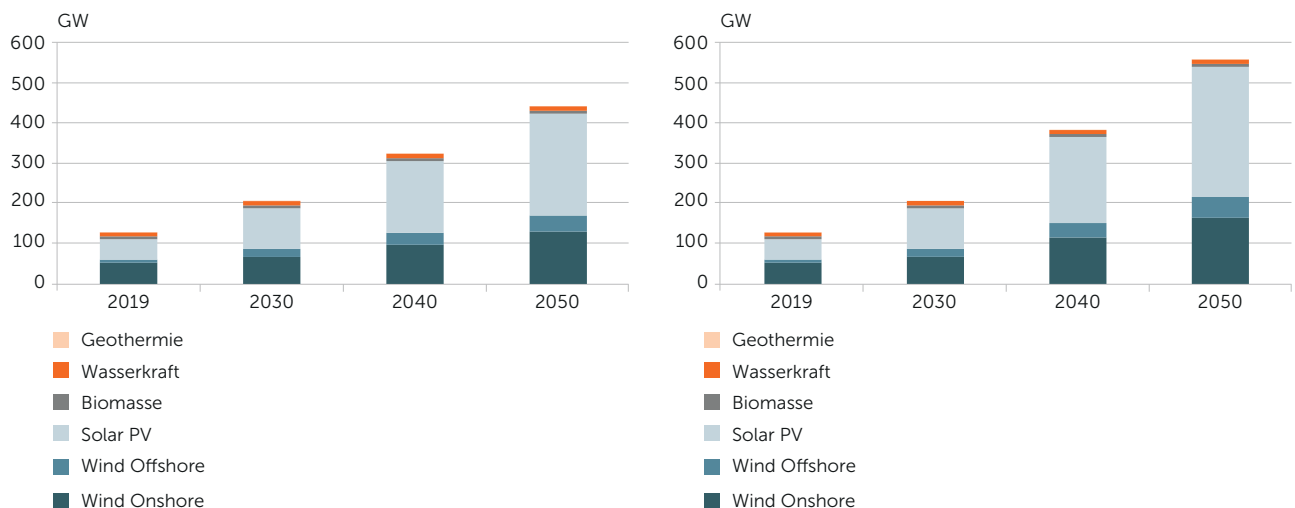


Abbildung 21: Erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten Deutschland Szenario A und B



tionalen NECP. Die langfristig in den Szenarien benötigten und zugebauten EE-Kapazitäten in den europäischen Strommärkten gehen in einigen Regionen allerdings deutlich über die nationalen Ziele hinaus, da der unterstellte Strombedarf stärker wächst (auch infolge des steigenden Wasserstoffbedarfs und der Sektorenkopplung Wärme und Verkehr), als aktuell in vielen Studien und EE-Bedarfsprognosen angenommen wird. Die Deckung dieser sukzessive wachsenden Stromnachfrage, auch der für die Wasserstoffherzeugung benötigten Strommengen, mit CO₂-freiem, erneuerbarem Strom führt zu einem europaweit höheren Bedarf an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und damit zwangsläufig höheren Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien.

4.2 Entwicklung erneuerbare Energien im Strommarkt Deutschland

Für den deutschen Strommarkt bedeuten diese Zielwerte einen enormen Zubau von EE-Kapazitäten in beiden Szenarien.

So steigen die EE-Kapazitäten in Szenario A von 128 GW (2019) auf 442 GW (2050). Hinsichtlich der EE-Stromerzeugungsmengen bedeutet dies einen Anstieg von circa 240 TWh (2019) auf 893 TWh (2050) in Szenario A. In Szenario B ist der erforderliche EE-Zubau in Deutschland deutlich höher, da der Strombedarf zur Wasserstoffelektrolyse entsprechend der Szenarioarchitektur größer und die Notwendigkeit CO₂-freier Strommengen höher ist. Die EE-Kapazitäten in Szenario B steigen bis 2050 auf 558 GW und die EE-Erzeugung liegt dann bei 1.108 TWh.

Die Ergebnisse des in den obigen Abbildungen dargestellten EE-Zubaus in Deutschland spiegeln die Notwendigkeiten infolge der Dekarbonisierung und Elektrifizierung weiter Teile des Wärme- und Verkehrssektors und der Industrie. Gegenüber dem heutigen Niveau wird sich der Strombedarf in Deutschland in beiden Szenarien wie dargestellt in etwa verdoppeln. Infolge der Klimaschutz- und CO₂-Minderungsanforderungen ist eine Deckung dieses Bedarfs langfristig nur mit CO₂-freiem EE-Strom möglich. Um dieses zu erreichen, bedarf es in den beiden abgebildeten Szenarien einer Vervierfachung (Szenario A) be-

ziehungsweise Verfünffachung (Szenario B) des heutigen Kapazitätsbestandes von EE-Anlagen. In beiden Szenarien ist modellendogen ein signifikanter Zubau von PV-Anlagen zu erwarten, da die Kostendegression in diesem Segment in Verbindung mit der Flächenverfügbarkeit und der Strompreisentwicklung ein attraktives Investitionsumfeld bietet.

4.3 Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs der EU

Gemäß der Szenarioausrichtung ist unterstellt, dass der Wasserstoffbedarf der EU in 2050 zu 54 Prozent (Szenario A) beziehungsweise 78 Prozent (Szenario B) durch Wasserstoffelektrolyse aus dem Strommarkt (sogenannter bunter Wasserstoff¹³) gedeckt wird. Das heißt, von 2.015 TWh Wasserstoffbedarf in 2050 werden 1.088 TWh (Szenario A) beziehungsweise 1.572 TWh (Szenario B) über Wasserstoffelektrolyse gedeckt.

Infolge des enormen EE-Zubaus wird der Strommix am Strommarkt in beiden Szenarien langfristig weitestgehend dekarbonisiert (EE-Anteil am Strommix 2050 87 Prozent (Szenario A) beziehungsweise 91 Prozent (Szenario B)). Daher kann der dargestellte bunte Wasserstoff größtenteils als grüner Wasserstoff in 2050 angesehen werden,¹⁴ auch wenn die Elektrolyse nicht direkt an der EE-Anlage erfolgt, sondern der Strom am Strommarkt bezogen wird.

Basierend auf den unterstellten Umwandlungsverlusten und Wirkungsgraden von Elektrolyseuren resultieren damit 1.555 TWh (Szenario A) beziehungsweise 2.236 TWh (Szenario B) Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in der EU.

Infolge der dargestellten Szenarioausrichtungen ist es zwangsläufig, dass in beiden Szenarien in 2050 ein Wasserstoffbedarf verbleibt (46 Prozent Szenario A beziehungsweise 22 Prozent Szenario B des Gesamtbedarfs), der nicht durch Wasserstoffelektrolyse am Strommarkt gedeckt wird und demzufolge aus anderen Quellen bedient werden muss. Bei diesen Quellen kann es sich um grünen Wasserstoff handeln, das heißt, dass die Elektrolyseurkapazitäten direkt an eine EE-Anlage angebunden sind und der Strombedarf zur Wasserstoffherstellung nicht über den Strommarkt gedeckt wird, oder um de-

¹³ Bunter Wasserstoff wird aus vielen verschiedenen Quellen per Elektrolyse aus dem Strommarkt gewonnen. Im Sinne dieser Studie wird bunter Wasserstoff durch den Einsatz von Elektrolyseuren direkt am Strommarkt hergestellt. Die Wasserstoffherstellung basiert demnach auf vielen unterschiedlichen Quellen in der Stromerzeugung und kann sowohl auf erneuerbare, fossile oder nukleare Stromerzeugung zurückgehen. Eine Abscheidung oder Speicherung von CO₂ erfolgt nicht, wie etwa bei blauem bzw. türkischem Wasserstoff, die als klimaneutral gelten. Zu Beginn ist bunter Wasserstoff in Deutschland bis zum Ende des Kohleausstiegs sehr CO₂-intensiv, erst ab 2032 liegt er durch eine Mischung von Gas- und EE-Kraftwerkskapazitäten unter der CO₂-Intensität von grauem Wasserstoff.

Im Folgenden orientiert sich die Studie an der „Wasserstoff-Farbenlehre“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html> /, weitere Erläuterungen im Glossar.

¹⁴ Die spezifische CO₂-Intensität des Strommix in Deutschland wird in 2050 zwischen 15 g CO₂/kWh (Szenario B) bis 22 g CO₂/kWh (Szenario A) betragen. Zum Vergleich: Biomethan enthält je nach Ursprung einen THG-Faktor von ca. 36 bis 158 g CO₂/kWh.

karbonisierten grauen beziehungsweise blauen oder türkisen Wasserstoff.¹⁵ Alternativ können die fehlenden Wasserstoffmengen aber auch von außerhalb der EU importiert werden. Abbildung 22 und 23 fassen Gesamtbedarf und -produktion von Wasserstoff in der EU in Szenario A sowie B zusammen.

An diesen Ergebnissen ist erkennbar, dass es in beiden Szenarien über den betrachteten Prognosezeitraum eine gravierende Unterdeckung des europäischen Wasserstoffbedarfs mit in Europa aus der Wasserstoffelektrolyse am Strommarkt hergestelltem Wasserstoff geben wird.

In Szenario A beträgt das Defizit in den Stützjahren 430 TWh_{H₂} (2030), 741 TWh_{H₂} (2040) und 926 TWh_{H₂} (2050). Die berechnete Unterdeckung ist in Szenario B aufgrund des unterstellten höheren Elektrolyseanteils (78 Prozent) etwas geringer und beläuft sich auf 370 TWh_{H₂} in 2030, 540 TWh_{H₂} in 2040 und 450 TWh_{H₂} in 2050.

Dies bedeutet, dass es womöglich einen intensiven Wettbewerb um den Zugang zu Elektrolysepotenzialen für Wasserstoff zwischen dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie geben kann.

Bis 2040 ist gemäß den Abschätzungen auch mit einer Unterdeckung des Wasserstoffbedarfs aus den Industriebranchen zu rechnen, da die industrielle Wasserstoffnachfrage bis dahin deutlich über den potenziellen Elektrolysekapazitäten und den produzierten Wasserstoffmengen liegen wird.

Dies wird noch deutlicher, wenn man den Saldo aus dem Wasserstoffbedarf der Industrie (781 TWh in 2050 in beiden Szenarien) und der gesamten Wasserstoffelektrolyseproduktion in den folgenden Abbildungen genauer betrachtet.

Abbildung 22: H₂-Gesamtbedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario A

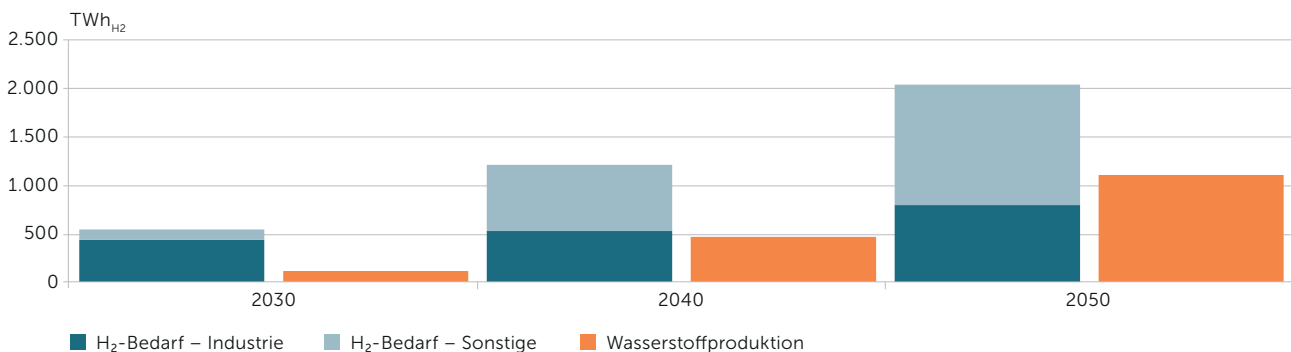
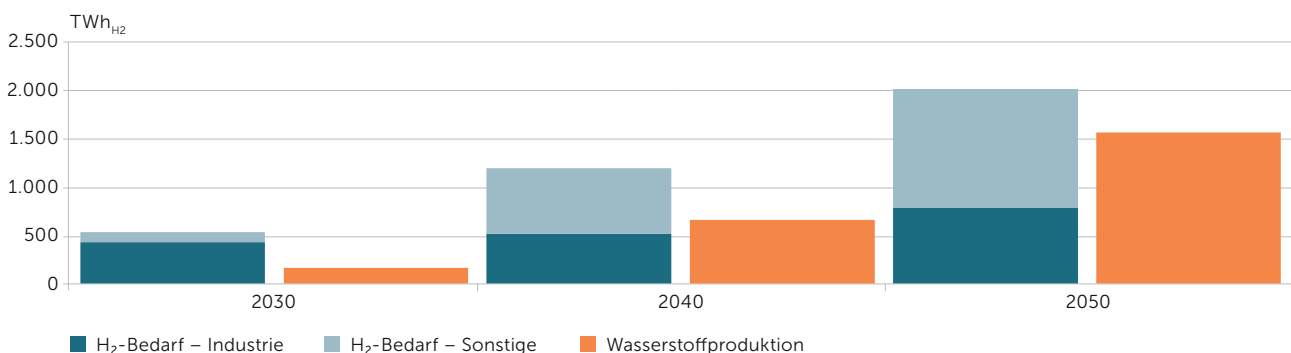


Abbildung 23: H₂-Gesamtbedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario B



¹⁵ Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Bei der Herstellung wird Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt (Dampfpreformierung). Das CO₂ wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben. Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, dessen CO₂ bei der Entstehung jedoch abgeschieden und gespeichert wird (CCS – Carbon Capture and Storage). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral betrachtet werden. Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO₂-Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs der Industrie in der EU

Die folgenden Abbildungen illustrieren, dass in Szenario A (Abbildung 24–25) das Elektrolysepotenzial in der EU 2030 und 2040 deutlich unter dem Wasserstoffbedarf der Industrie liegt. Erst in 2050 überdeckt die

Elektrolysewasserstoffproduktion den prognostizierten Industriebedarf.

In Szenario B (Abbildung 26–27) findet bereits in 2040 eine Überdeckung infolge der unterstellten höheren Elektrolysequote statt.

Abbildung 24: H₂-Industriebedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario A

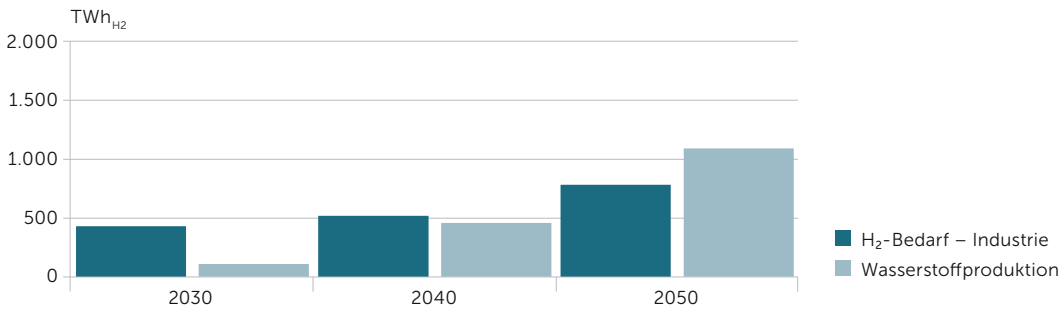


Abbildung 25: Saldo H₂-Industriebedarf / PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario A

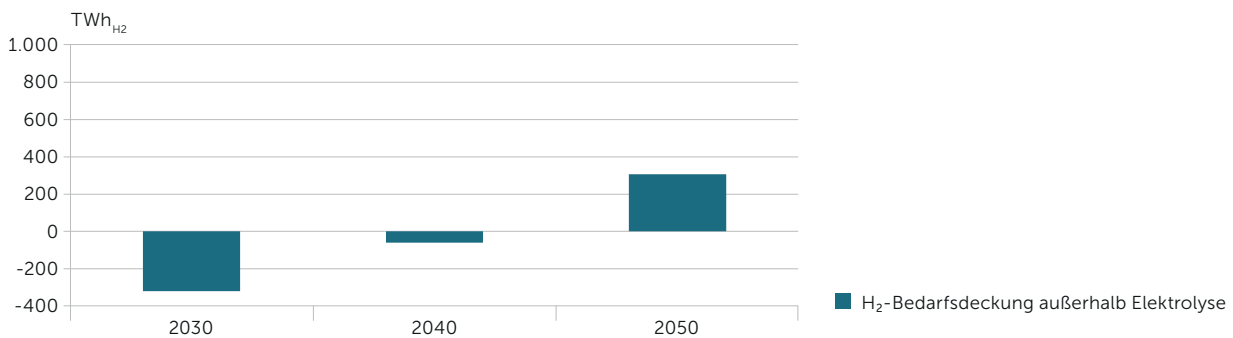


Abbildung 26: H₂-Industriebedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario B

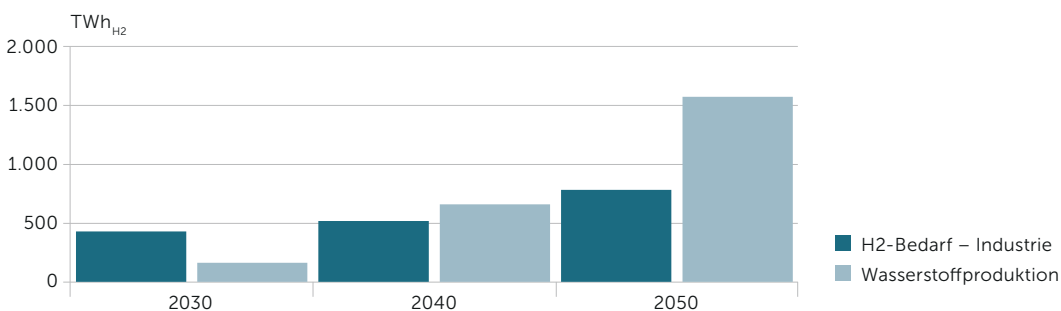
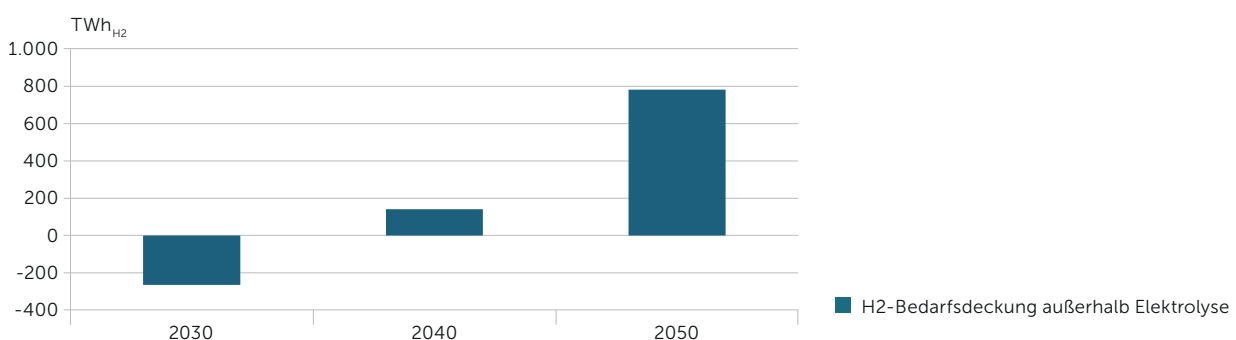


Abbildung 27: Saldo H₂-Industriebedarf / PtH₂-Wasserstoffproduktion EU Szenario B



Allerdings wird in beiden Szenarien in der Industrie zu- mindest bis 2030 der Wasserstoffbedarf nicht komplett mit buntem Wasserstoff aus Elektrolyse am Strommarkt gedeckt werden können.

Da analog zum Gesamtbedarf auch der industrielle H₂-Bedarf in der EU in beiden Szenarien bis in die 2030er-Jahre hinein deutlich über der Wasserstoffproduktion in der EU liegen wird, ist es relevant zu unter- suchen, welche Industriebereiche (sowie Segmente im Verkehrs- und Wärme-/Gebäudesektor) in welchem Maße im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategien un- mittelbar von der Wasserstoffnutzung abhängig sind und somit in einem Konkurrenzverhältnis zueinanderstehen können. Dies insbesondere vor dem Hintergrund eines sich abzeichnenden intensiven Wettbewerbs um den Zugang zu Elektrolyseurkapazitäten sowie günstigen wie zuverlässigen Strom- und H₂-Lieferungen.

An dieser Stelle kann natürlich die stärkere Nutzung von grünem Wasserstoff durch den Einsatz von Elektro- lyseuren direkt an EE-Anlagen und unmittelbaren Ver- bindung beziehungsweise direkter Trassenanbindung zu H₂-Abnehmern eine Alternative darstellen. Allerdings können auch Wasserstoffimporte eine geeignete Op- tion sein, um die inländische industrielle Wasserstoff- nachfrage zu decken.

4.4 Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs Deutschlands

Gemäß der Szenarioausrichtung ist unterstellt, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland in 2050 zu 54 Pro- zent (Szenario A) beziehungsweise 78 Prozent (Szena- rio B) durch Wasserstoffelektrolyse aus dem Strommarkt gedeckt wird. Das heißt, von etwa 450 TWh Wasser- stoffbedarf in 2050 werden etwa 242 TWh (Szenario A) beziehungsweise etwa 348 TWh (Szenario B) über Was- serstoffelektrolyse mit buntem H₂ gedeckt. Beides ist in nachfolgenden Abbildungen zusammengefasst.

Basierend auf den Umwandlungsverlusten und Wir- kungsgraden von Elektrolyseuren resultieren damit 345 TWh (Szenario A) beziehungsweise 497 TWh (Szena- rio B) Strombedarf für die Wasserstoffelektrolyse.

Infolge der dargestellten Szenarioausrichtungen ist es zwangsläufig, dass in beiden Szenarien in 2050 ein Was- serstoffbedarf verbleibt (46 Prozent Szenario A bezie- hungsweise 22 Prozent Szenario B des Gesamtbedarfs), der nicht durch Wasserstoffelektrolyse aus dem Strom- markt gedeckt wird und demzufolge aus anderen Quel- len bedient werden muss.

Analog zur europäischen Betrachtungsweise oben stellen sich demzufolge auch für den deutschen Markt die Fragen nach alternativen Bezugsquellen, wie „andersfarbigem“ Wasserstoff oder Wasserstoffimporten.

Abbildung 28: H₂-Gesamtbedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A

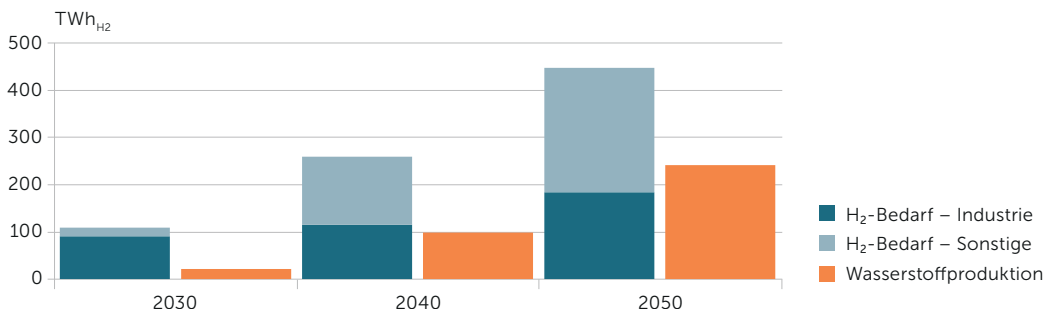
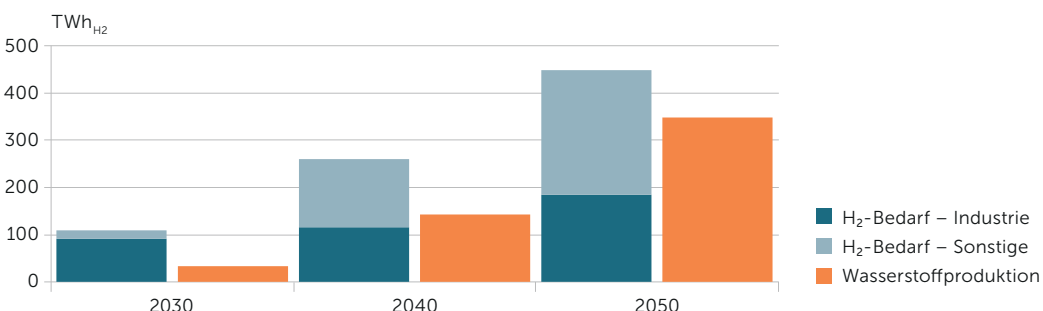


Abbildung 29: H₂-Gesamtbedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B



Es ist abzusehen, dass es im Kontext der skizzierten Szenarien auch innerhalb Deutschlands wahrscheinlich einen Konkurrenzkampf zwischen den Marktakteuren aus dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie um den Zugang zu Elektrolysepotenzialen des Wasserstoffs geben kann. Selbst innerhalb der einzelnen industriellen Branchen kann zumindest bis in die 2030er-Jahre hinein davon ausgegangen werden, dass der industrielle Wasserstoffbedarf über den potenziellen Elektrolysekapazitäten und den produzierten Wasserstoffmengen liegen wird.

Dies wird deutlich, sofern man den Saldo aus dem Wasserstoffbedarf der Industrie (184 TWh in 2050 in beiden Szenarien) und der gesamten Wasserstoffelektrolyseproduktion auf den folgenden Abbildungen genauer betrachtet.

Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs Industrie Deutschland

Die folgenden Abbildungen illustrieren, dass in Szenario A das Elektrolysepotenzial 2030 und 2040 Deutschlands teilweise deutlich unter dem Wasserstoffbedarf der Industrie liegt. Erst in 2050 überdeckt die Elektrolysewasserstoffproduktion den Industriebedarf (Abbildung 31–32). In Szenario B findet bereits in 2040 eine Überdeckung statt (Abbildung 33–30).

Allerdings wird in beiden Szenarien in der Industrie zumindest bis 2030 der Wasserstoffbedarf nicht komplett mit buntem Wasserstoff aus Elektrolyse gedeckt werden können.

Abbildung 30: H₂-Industriebedarf Deutschland in den Szenarien

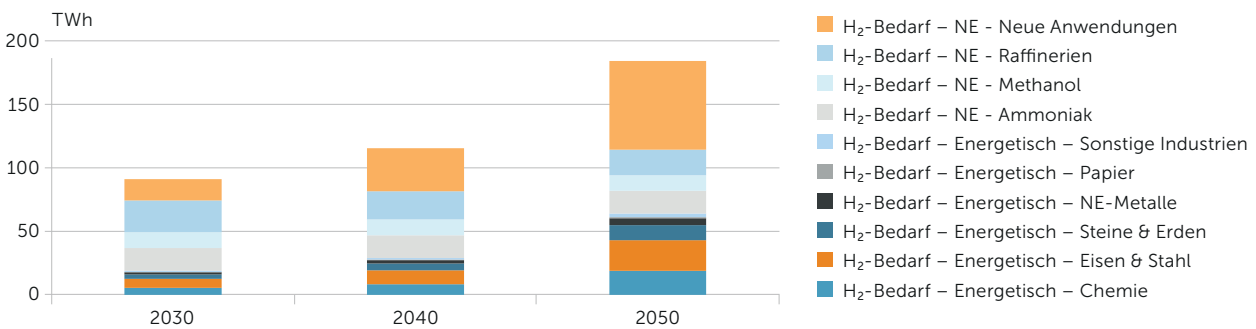


Abbildung 31: H₂-Industriebedarf vs. PtH₂-Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A

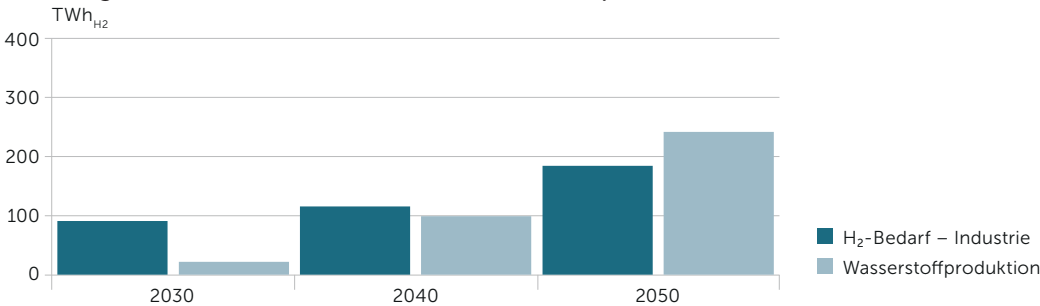
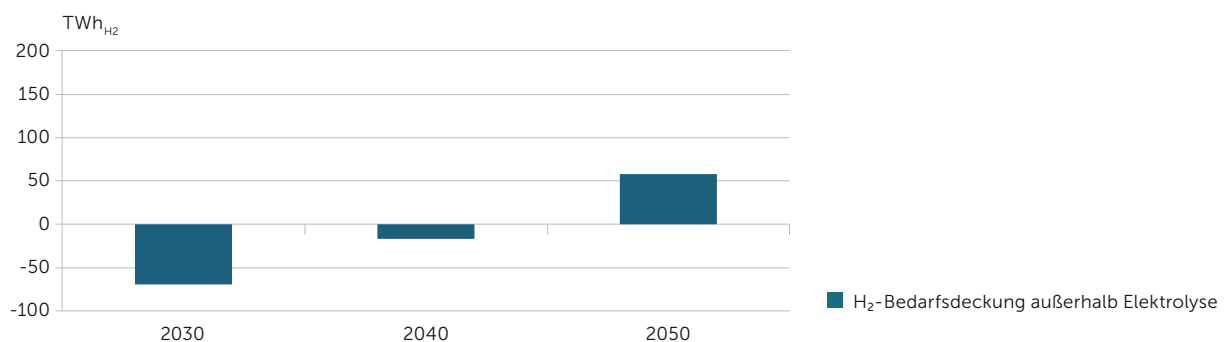


Abbildung 32: Saldo H₂-Industriebedarf / PtH₂-Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario A



Da analog zum Gesamtbedarf auch der H_2 -Industriebedarf Deutschlands in beiden Szenarien bis nach 2030 deutlich über der Wasserstoffproduktion in Deutschland liegen wird (Abbildung 31), ist es natürlich relevant zu untersuchen, welche Industriebereiche (sowie Segmente im Verkehrs- und Wärme-/Gebäudesektor) in welchem Maße im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategien unmittelbar von der Wasserstoffnutzung abhängig sind und in einem Konkurrenzverhältnis stehen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund eines sich ab-

zeichnenden intensiven Wettbewerbs um den Zugang zu Elektrolyseurkapazitäten sowie günstigen wie zuverlässigen Strom- und H_2 -Lieferungen.

An dieser Stelle werden natürlich auch die Optionen der Nutzung von grünem Wasserstoff mit einem Elektrolyseur direkt an einer EE-Anlage sowie von Wasserstoffimporten betrachtet werden. Diese Aspekte werden im Fazit vertieft diskutiert.

Abbildung 33: H_2 -Industriebedarf vs. PtH_2 -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B

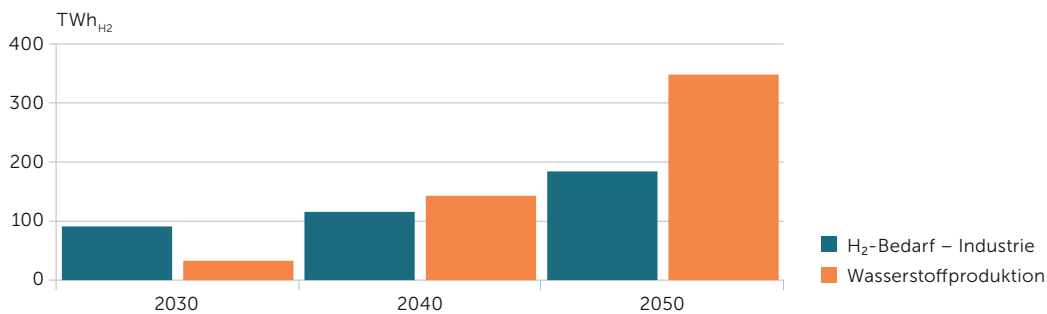
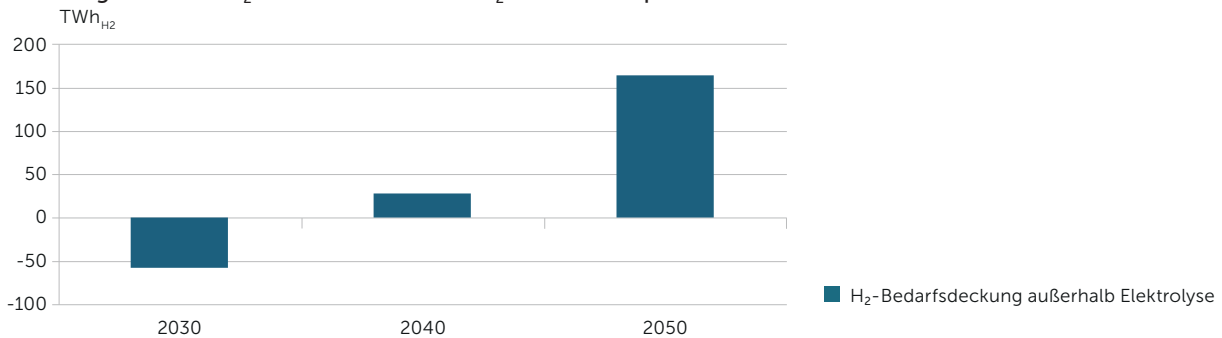


Abbildung 34: Saldo H_2 -Industriebedarf / PtH_2 -Wasserstoffproduktion Deutschland Szenario B



5

5. Ergebnisse der Analyse zur Entwicklung von Elektrolyseurkapazitäten

5.1 Entwicklung Elektrolyseurkapazitäten in der EU

Um die dargestellten Mengen Wasserstoff produzieren zu können, bedarf es entsprechender Elektrolyseurkapazitäten in der EU.

Als Ergebnis der vorliegenden Studie lassen sich die benötigten Elektrolyseurkapazitäten ableiten, um die in den beiden Szenarien abgebildeten Zielwerte der Wasserstoffbedarfsdeckung über Elektrolyse am Strommarkt (54 Prozent Szenario A beziehungsweise 78 Prozent Szenario B) abzudecken.

In Szenario A liegen die benötigten Elektrolyseurkapazitäten 2030 europaweit bei knapp 40 GW und damit im Bereich der Annahmen der EU Hydrogen Strategy. Die Kapazitäten wachsen bis 2050 auf 383 GW.

Deutlich höher sind die benötigten Elektrolyseurkapazitäten in Szenario B, da die zu produzierende Wasserstoffmenge größer ist. Die Kapazitäten steigen hier von 60 GW in 2030 auf 554 GW in 2050 (Abbildung 34).

Offensichtlich ist der in beiden Szenarien langfristig benötigte Zubau an Elektrolyseurkapazitäten aus heutiger Perspektive sehr ambitioniert und liegt in den Modelljahren 2040 und 2050 in beiden Szenarien über den derzeitigen politischen Zielvorgaben.

5.2 Entwicklung Elektrolyseurkapazitäten in Deutschland

Die Berechnungen zeigen, dass die in Deutschland benötigten Elektrolyseurkapazitäten 2030 in beiden Szenarien deutlich über den in der Deutschen Wasserstoffstrategie angestrebten Kapazitäten liegen (Abbildung 36). Die Bundesregierung definiert in der Nationalen Wasserstoffstrategie eine Zielvorgabe von zu installierenden Elektrolyseurkapazität von fünf GW bis 2030 und zehn GW bis spätestens 2040. Diese Zielwerte können im Rahmen der berechneten Szenarien dieser Studie als deutlich zu unterambitioniert betrachtet werden. In beiden Szenarien liegen die benötigten Elektrolyseurkapazitäten in 2030 und in 2040 deutlich über den politischen Zielwerten. (2030: 110 TWh, 2040: 260 TWh, 2050: 450 TWh – siehe Abbildung 36).

Abbildung 35: Elektrolyseurkapazitäten EU Szenario A (links) und Szenario B (rechts)

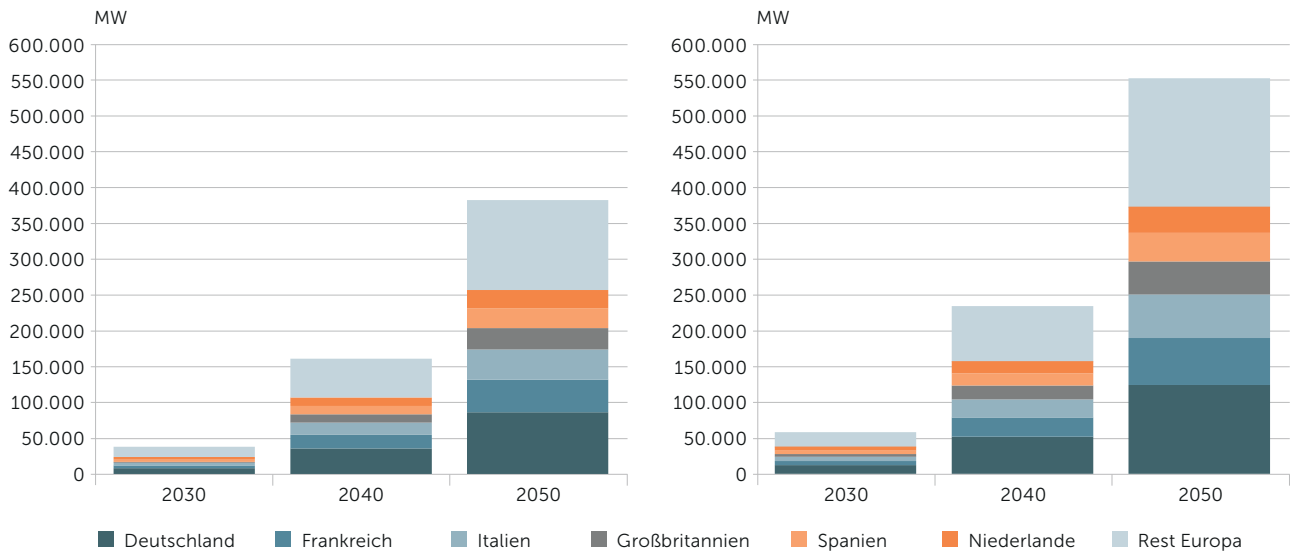
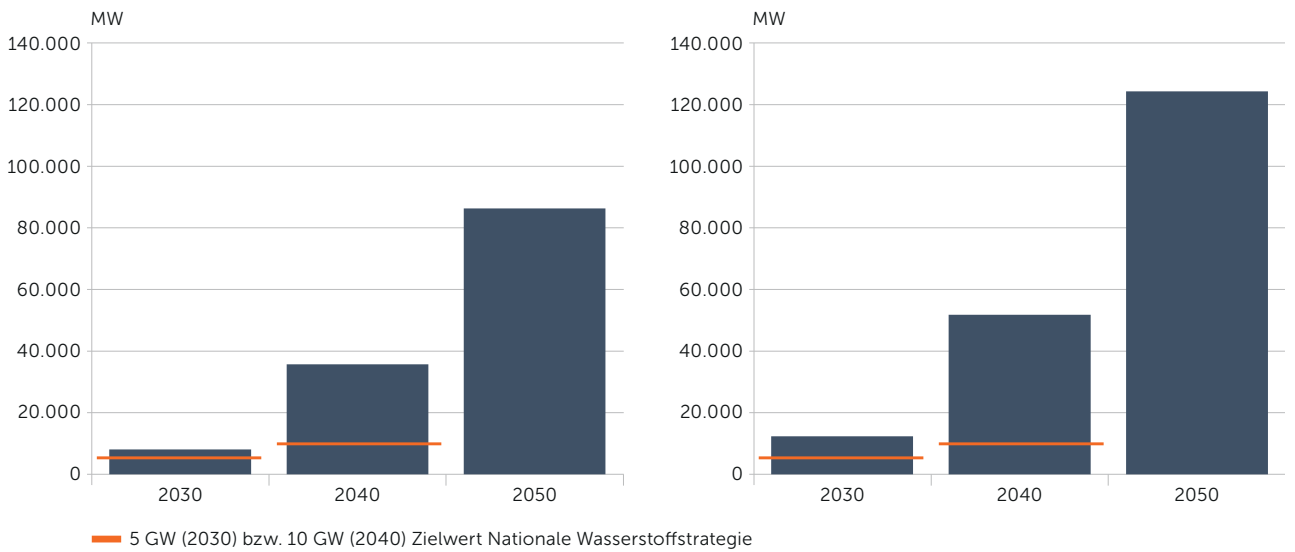


Abbildung 36: Elektrolyseurkapazitäten und Bedarf Deutschland Szenario A (links) und Szenario B (rechts)



6. Ergebnisse der Analyse zu den Erzeugungskosten von Wasserstoff

Die am weitesten entwickelten Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff sind das Reformierungsverfahren und die Wasser-Elektrolyse.

Der größte Teil der heutigen Wasserstoffproduktion entsteht als Nebenprodukt in Prozessen der chemischen Industrie und wird dort auch meist wieder verbraucht. In industriellem Maßstab wird Wasserstoff zurzeit hauptsächlich durch Reformierung von Erdgas erzeugt. Da die Bedeutung dieses Prozesses vor dem Hintergrund der angestrebten Treibhausgasneutralität und CO₂-Vermeidung künftig an Relevanz verlieren wird, liegt der Fokus dieser Studie auf den künftigen Potenzialen und der Versorgung unter Verwendung der Wasser-Elektrolyse.

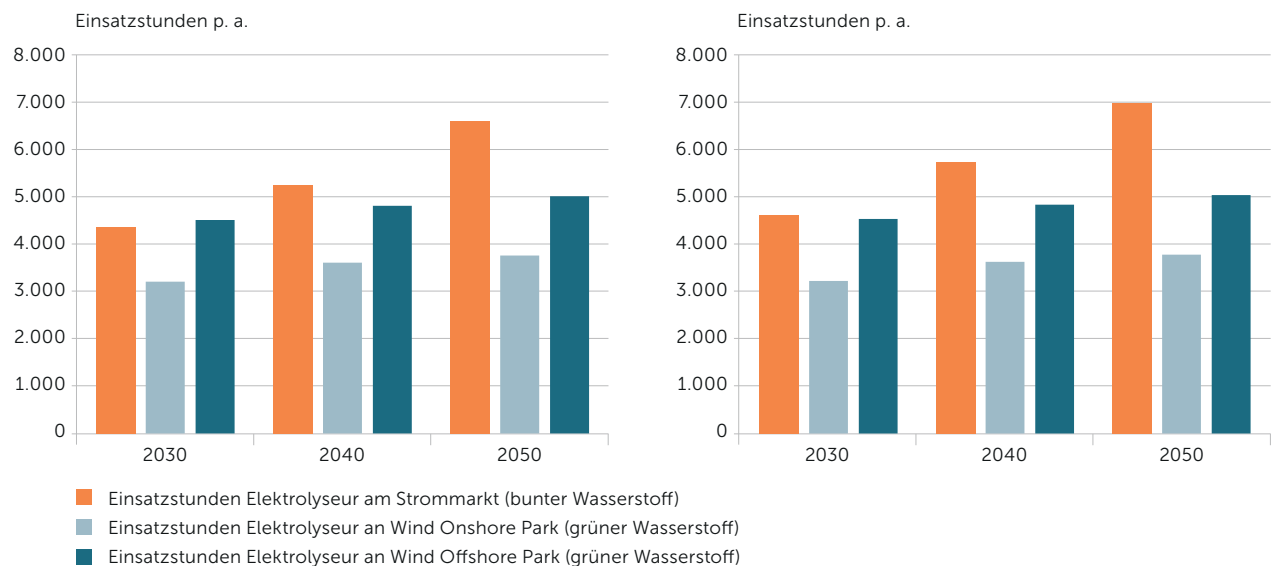
Bei der Wasser-Elektrolyse wird Wasser (H₂O) mit einer Flüssigkeit versetzt, die den Ionentransport ermöglicht. Unter Einsatz von Strom wird Wasser in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zerlegt. Dabei wird die elektrische in chemische Energie umgewandelt und im Wasserstoff gespeichert.

Dabei existieren im Wesentlichen zwei Wege der notwendigen Stromlieferungen für den Elektrolyseprozess. Zum einen der unmittelbare Einsatz des Elektrolyseurs

an der EE-Erzeugungsanlage, um direkt grünen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zu produzieren. Der Vorteil ist, dass es sich um 100 Prozent erneuerbaren Bezugsstrom und somit grünen Wasserstoff handelt. Nachteile sind der unflexible Einsatz infolge der volatilen Einspeisestruktur, geringe Vollbenutzungstunden und ein begrenztes Flächenpotenzial.

Die Alternative ist der Einsatz des Elektrolyseurs am Strommarkt. In diesem Fall handelt es sich um einen Wasserstoff, der als „bunt“ bezeichnet werden kann, da der Strom auch aus anderen Quellen als ausschließlich erneuerbaren Energien kommen kann. Die Vorteile sind ein flexibler Einsatz des Elektrolyseurs und eine passgenaue Erzeugung sowie die Möglichkeit von hohen Benutzungsstunden. Der Einsatz des Elektrolyseurs ist – anders als bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff – in diesem Fall nicht abhängig von der Verfügbarkeit der EE-Stromerzeugungsanlagen, sondern die Stromlieferung erfolgt bedarfsgerecht und flexibel am Stromgroßhandelsmarkt, dann allerdings, zumindest aktuell noch, basierend auch auf anderen Stromquellen als nur auf erneuerbaren Energien. Jedoch ist heute bereits absehbar, dass sich künftig diese scharfe Trennung der unterschiedlichen „Farbenlehre“ auflösen wird. Im Zuge des weiteren enormen Zubaus

Abbildung 37: Vergleich Einsatzstunden p. a. Elektrolyse am Strommarkt, an On- und Offshore-Parks



an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und des Rückgangs beziehungsweise Ausstiegs aus der fossilen Stromerzeugung steigt der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung deutlich. Somit wird auch der Stromerzeugungsmix am Stromgroßhandelsmarkt absehbar immer „grüner“ und der Einsatz eines Elektrolyseurs am Stromgroßhandelsmarkt wird zwangsläufig mit hohen Anteilen erneuerbaren Stroms erfolgen.

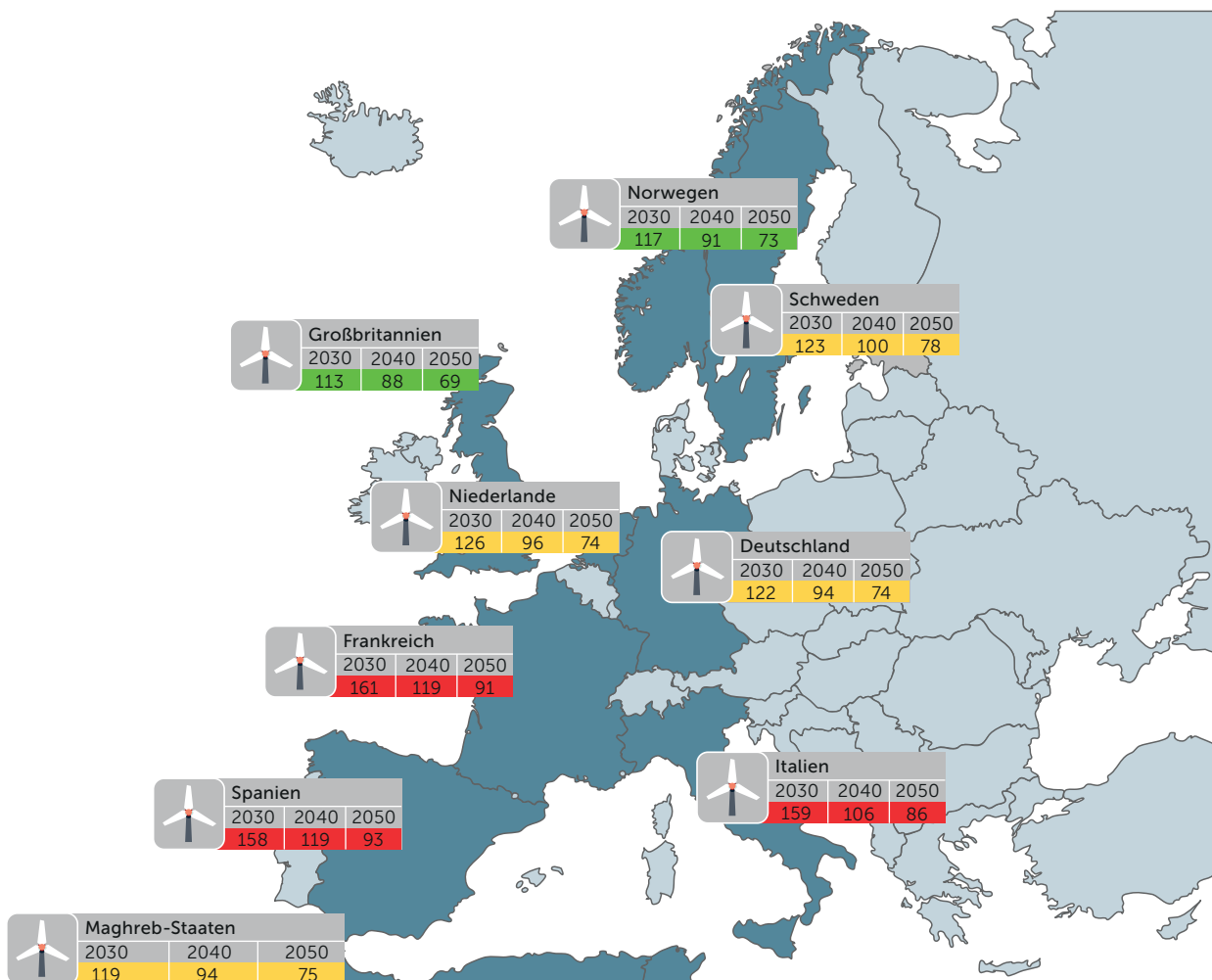
6.1 Gesteigungskosten grüner Wasserstoff

Nachfolgend sind die Wasserstoffgeseigungskosten (ohne Entgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben) für grünen Wasserstoff in verschiedenen Regionen bei einem Einsatz des Elektrolyseurs direkt an einer EE-Anlage abgebildet. Maßgeblich für die Kosten sind dabei die Stromgeseigungskosten der EE-Anlagen, deren Benutzungsstunden sowie die Kostenstruktur und der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs (zwischen 65 bis 70 Prozent).¹⁶

In der vorliegenden Studie erfolgt die günstigste Wasserstoffproduktion via Onshore-Wind im UK, die teuerste Wasserstoffproduktion erfolgt via Onshore-Wind in Spanien (Abbildung 37). Vor allem im UK existieren standortbedingt hervorragende Windverfügbarkeiten für Onshore-Windanlagen mit deutlich höheren Vollbenutzungsstunden als auf dem europäischen Festland. Maßgeblich entscheidend hierfür sind verschiedene Faktoren, wie die Investitionskosten und Stromgeseigungskosten der Anlagen und die Windhäufigkeit.¹⁷ Je nach Auslegung der Windkraftanlagen können zwischen circa 1.400 und mehr als 5.000 Volllaststunden (letzteres auf den besten Offshore-Standorten) erzielt werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind entsprechend den Ampelfarben (grün/gelb/rot) die Wasserstoffproduktionen in günstig, moderat und ungünstig dargestellt. Das Vereinigte Königreich und Norwegen umfassen die günstigen Geste-

Abbildung 38: Grüne Wasserstoffgeseigungskosten in €/MWh₂



¹⁶ Annahmen basierend auf Stratego – Heat Roadmap Europe 2050 und dena-Leitstudie 2018.

¹⁷ Windhäufigkeit ist das durchschnittliche Windaufkommen an einem bestimmten Standort (als Maßstab für die Gewinnung von Windenergie).

hungskosten, auch dank ihrer exponierten Lage mit windreichen Küstenregionen, gefolgt von den Niederlanden, Deutschland, den Maghreb-Staaten und Schweden mit moderaten Gesteungskosten. Die ungünstigsten Gesteungskosten fallen in Italien, Frankreich und Spanien an.

Transportkosten grüner Wasserstoff

Die Transportkosten von Wasserstoff hängen wesentlich von der Art des Transportes ab. Grundsätzlich lassen sich der Transport per Schiff (hier wird der Wasserstoff verflüssigt) und der Transport via Pipeline (Wasserstoff in gasförmigem Zustand) unterscheiden. Die hohen Kosten für die energieintensive Verflüssigung bevorteilen den gasförmigen Transport per Pipeline. Das Transportkostendelta liegt hierbei zwischen 6 und 17 €/MWh₂. Der Schiffstransport innerhalb Europas ist nahezu identisch mit 25 bis 27 €/MWh₂, während der Pipelinetransport wegen der Distanzlänge 3 €/MWh₂ für die Niederlande kostet und bis zu 29 €/MWh₂ für Nordafrika (Abbildung 35).

Für die in dieser Studie zugrunde liegenden Vergleichsdaten wurde die Produktion von grünem Wasserstoff auf Basis von Windenergie (zusätzlich Geothermie in Island) betrachtet, da diese aufgrund der Kosten- und Verfügbarkeitsstrukturen vorteilhafter gegenüber der Wasserstoffproduktion auf Basis von Solarstrom ist. Der Transport erfolgt aus Kostengründen per Pipeline (Ausnahme: Schiffstransport von Island). Hierfür werden entlang der bestehenden Gaspipelines neue Wasserstoffpipelines errichtet. Die nachfolgende Betrachtung der Transportkosten des Wasserstoffes erfolgt ohne Steuern, Umlagen oder Abgaben (Abbildung 37). Eine Beimischung wurde nicht betrachtet, da in der vorliegenden Studie die Bedarfsdeckung mit reinem Wasserstoff untersucht wurde.

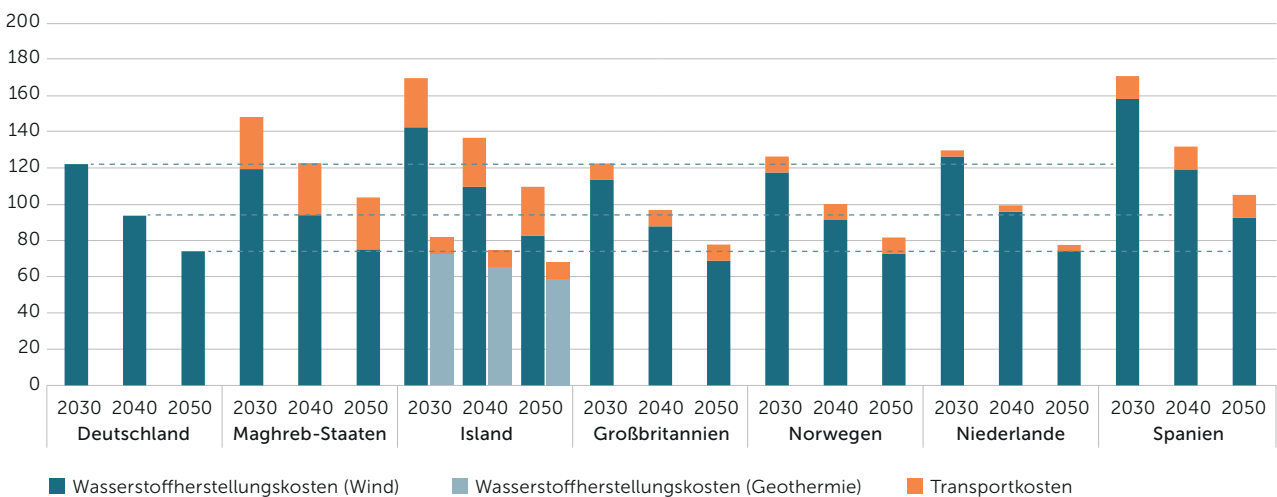
Partnerländer Wasserstoff

Abbildung 40 gibt einen Überblick über die grünen Wasserstoffgestehungskosten einschließlich Transportkosten für eine Auswahl europäischer Länder beziehungsweise Anrainerregionen, die aufgrund ihrer exponierten geo-

Abbildung 39: Transportkosten Wasserstoff in €/MWh₂ nach Deutschland¹⁸

Transportmittel	Schiff (flüssig)	Pipeline (gasförmig)
Maghreb-Staaten	35 €/MWh	29 €/MWh
Island	27 €/MWh	-
Großbritannien	26 €/MWh	9 €/MWh
Norwegen	25 €/MWh	9 €/MWh
Niederlande	-	3 €/MWh
Spanien	27 €/MWh	13 €/MWh

Abbildung 40: Grüne Wasserstoffgestehungskosten inkl. Transportkosten in €/MWh₂



¹⁸ Die Transportkosten stellen eine Abschätzung dar. Gerade der Schiffstransport von Wasserstoff ist heute noch von Unsicherheiten hinsichtlich Investitionskosten und anderen Parametern betroffen.

grafischen Lage, der Strommarktstrukturen beziehungsweise der bestehenden Infrastruktur als Handelshubs beziehungsweise Wasserstofflieferanten prädestiniert sind oder aus heutiger Sicht infrage kommen könnten. Für Island wird aufgrund der großen Geothermie-Potenziale eine alternative Wasserstoffherzeugung auch auf der Grundlage von Geothermie berücksichtigt. Diese zeigt sich trotz der erhöhten Transportkosten als besonders wettbewerbsfähig.

Hinsichtlich der künftigen Lieferstrukturen innerhalb Europas könnten sich einige interessante Konstellationen ergeben.

So positionieren sich die Niederlande heute bereits als künftiger zentraler Wasserstoffhandelshub in Nordwesteuropa. Die Niederlande sind eine etablierte, stabile und wichtige Handelsdrehscheibe für Gas in Europa und streben nun auch eine führende Position beim Übergang zu einer Wasserstoffwirtschaft an. Die exponierte geografische Lage an der Nordsee mit einem hohen Wind-Offshore-Stromerzeugungspotenzial, die Häfen als logistische Drehkreuze, die industriellen Cluster zur Wasserstoffproduktion und ein geeignetes Transportnetz sind wesentliche Gründe für die Ambitionen. Insbesondere die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur ist ein Wettbewerbsvorteil und eignet sich für die Speicherung und den großflächigen Transport von Wasserstoff aus den nördlichen Niederlanden nach Nordwesteuropa.

Auch in Südwesteuropa könnte ein interessanter Wasserstoffhandelshub entstehen, da Spanien ähnlich ambitionierte Pläne wie die Niederlande hat. Spanien hat genügend Fläche für die Herstellung von grünem Wasserstoff mit heimischen Solar- und Windenergieanlagen. Zudem könnte in Zusammenarbeit mit Marokko oder anderen nordafrikanischen Ländern dieses Potenzial noch vervielfacht werden und sich Spanien als Anlandungspunkt von Wasserstoff aus den Maghreb-Staaten über Pipeline zum Umschlagort für Wasserstoff entwickeln.

Aufgrund der niedrigen Auslastung des Elektrolyseurs beim Bezug von Solarstrom wird eine PV-H₂-Konfiguration hier aber nicht näher betrachtet.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass trotz erhöhter Transportkosten sich auch Länder außerhalb der EU für die grüne Wasserstoffproduktion anbieten, sofern erhöhte Transportkosten durch niedrigere Wasserstoffgestehungskosten kompensiert werden können. In dem Betrachtungszeitraum sind die Transportkosten gleichbleibend, während hingegen fallende Gestehungskosten bei der Produktion außerhalb und innerhalb der EU im zeitlichen Verlauf die Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.

Daher ist, sofern der grüne Wasserstoffbedarf in der EU nicht vollständig durch Elektrolyse im Binnenmarkt gewonnen werden kann, auch ein Import denkbar. Unter Berücksichtigung der Wasserstoffgestehungskosten und der anfallenden Transportkosten erscheint Island als Lieferland attraktiv, da die (auf geothermischer Erzeugung basierenden) Wasserstoffgestehungskosten deutlich niedriger sind als in anderen Regionen.

Niedrige Gestehungskosten können aber durch teure Transportkosten, vor allem durch die energieintensive Verflüssigung, kompensiert werden. Allerdings ist es denkbar, dass neben den Gestehungskosten auch die Transportkosten eine Kostendegression erfahren können. Transportpotenziale von verflüssigtem Wasserstoff auf dem Seeweg von Südwesteuropa nach Nordwesteuropa sind günstiger als der streckenintensivere Wasserstofftransport aus Nordafrika. Grundsätzlich ist der Transport per Pipeline eine günstige Möglichkeit. Durch das umfangreiche Gasnetz in Europa sind Länder wie Deutschland bereits gut an potenzielle Partner angeschlossen. Hierfür muss die Umwidmung der Leitungen aber noch weiter betrachtet werden. Der Schifftransport könnte kurzfristig eine schnelle Transportmöglichkeit darstellen. Die entsprechenden Schiffe sowie die Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals müssten noch konstruiert werden.

6.2 Gestehungskosten bunter Wasserstoff

Beim Einsatz des Elektrolyseurs am Strommarkt (bunter Wasserstoff) stehen, neben dem Wirkungsgrad und den Kostenparametern des Elektrolyseurs, das Strompreinsniveau und die Häufigkeit von möglichst niedrigen Großhandelsstrompreisen im Fokus.

In Abgrenzung zu den oben erläuterten Wasserstoffgestehungskosten direkt an der EE-Anlage (grüner Wasserstoff) sind in diesem Fall nicht die Gestehungskosten der einzelnen EE-Erzeugungsanlage beziehungsweise EE-Technologie entscheidend, sondern der Strompreis am Großhandelsmarkt.

Im Ergebnis der Szenariomodellierungen in der vorliegenden Studie ergibt sich folgender Gestehungspreis für bunten Wasserstoff auf Basis der gesetzten Prämissen in den jeweiligen Regionen beim Einsatz der Elektrolyseure am Strommarkt. Die folgenden Abbildungen berücksichtigen keine Kosten für den Transport.

Es zeigt sich, dass die Wasserstoffproduktion am Strommarkt in Deutschland sowohl in Szenario A als auch in Szenario B vergleichsweise günstig erfolgt. Die Platzierung verbessert sich bis zum Jahr 2050 noch weiter. Regionen mit deutlich höheren Strombezugskosten stehen im Vergleich zu Deutschland schlechter da.

Abbildung 41: Szenario A Gesteungskosten bunter Wasserstoff in €/MWh₂ 2030/2040/2050

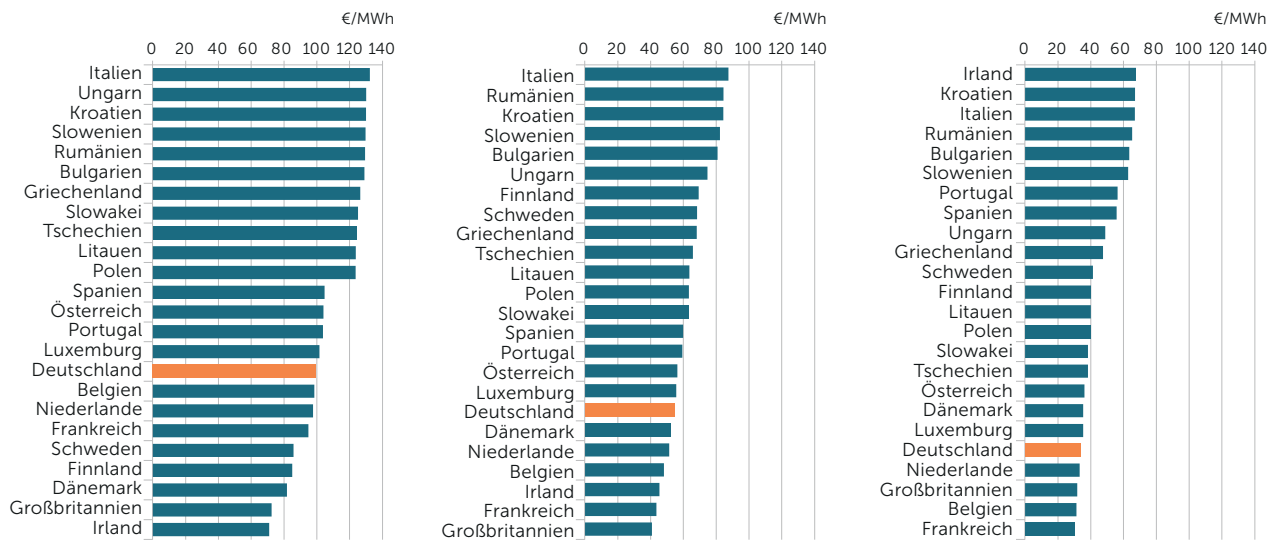
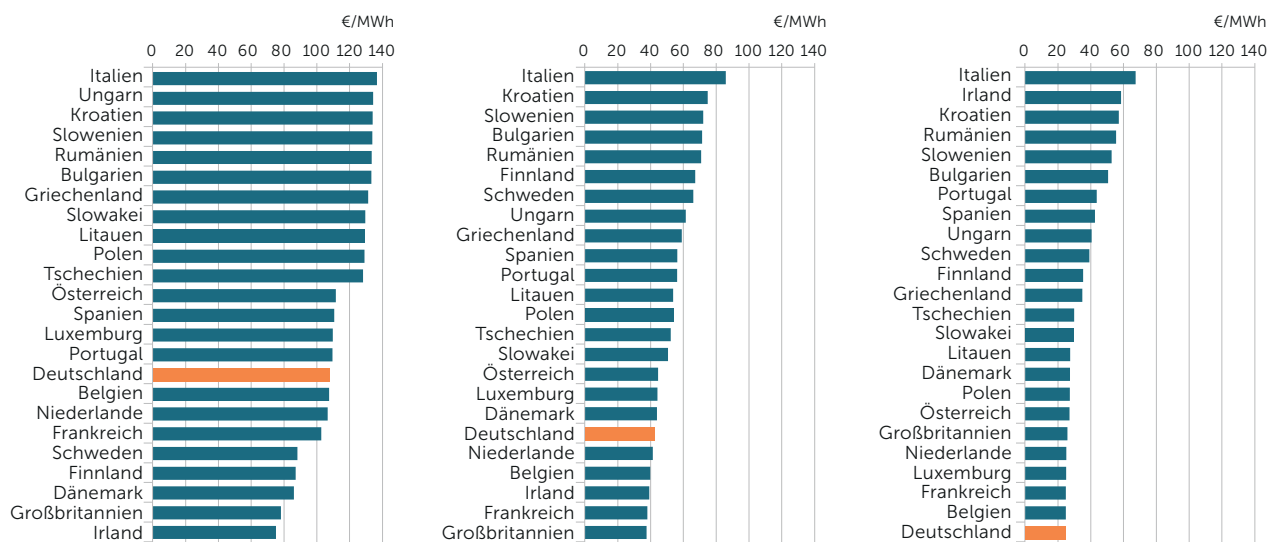


Abbildung 42: Szenario B Gesteungskosten bunter Wasserstoff in €/MWh₂ 2030/2040/2050

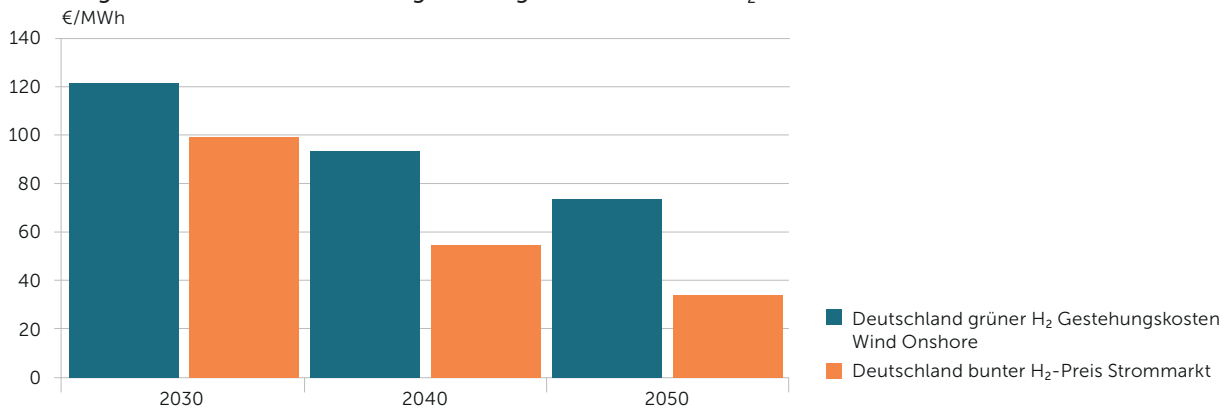
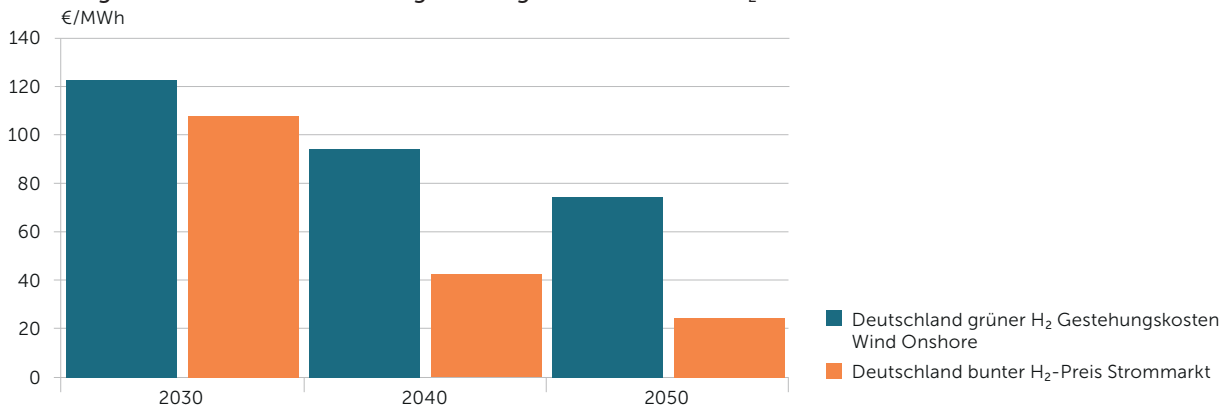


6.3 Preisdifferenzen grüner versus bunter Wasserstoff

Im langfristigen Trend sinken sowohl die Gesteungskosten für grünen als auch für bunten Wasserstoff (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen, Steuern und ähnlichem). In beiden Szenarien ist der Preis des bunten Wasserstoffs deutlich geringer als der des grünen Wasserstoffs. Vor diesem Hintergrund lässt sich durchaus argumentieren, dass aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung mit der Strombeschaffung über den Strommarkt günstiger ist als der Einsatz eines Elektrolyseurs direkt an einer EE-Stromerzeugungsanlage.

Der direkte Einsatz am Strommarkt ermöglicht eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs und somit niedrigere Gesteungskosten. Dies liegt unter anderem daran, dass hohe Benutzungsstunden den Einfluss der Investitionskosten

senken. Ein weiterer Grund für den Preisvorteil von buntem Wasserstoff liegt in der deutlichen Zunahme der Anzahl der niedrigen Stundenstrompreise am Strommarkt infolge des langfristig sehr hohen EE-Zubaus. Die Kostendegression der EE-Anlagen kann damit nicht Schritt halten. Daher liegen die Gesteungskosten für grünen Wasserstoff mit der Elektrolyse direkt an der EE-Anlage über dem Preisniveau für bunten Wasserstoff beim Strombezug über die Strombörse. Nachfolgende Abbildungen zeigen die in der vorliegenden Studie berechneten Gesteungskosten von buntem und grünem Wasserstoff für den deutschen Markt im Vergleich (Abbildung 43–44). Der Fokus beim grünen Wasserstoff liegt hier bei der Onshore-Produktion. Wind Offshore bietet zwar höhere Vollaststunden, ist aber gleichzeitig auch die kapitalintensivere Technologie und kann somit in den meisten Fällen nicht die günstigsten Gesteungskosten bieten.

Abbildung 43: Szenario A Wasserstoffgestehungskosten in €/MWh_{H₂} – DeutschlandAbbildung 44: Szenario B Wasserstoffgestehungskosten in €/MWh_{H₂} – Deutschland

Es zeigt sich, dass die Preisdifferenz zwischen grünem und buntem Wasserstoff bis zum Jahr 2050 weiter ansteigt. Besonders ab 2040 führen die vielen günstigen Stromstunden zu niedrigeren Gestehungskosten beim direkten Einsatz am Strommarkt.

Zudem gilt es zu bedenken, wie oben bereits erwähnt, dass infolge des geplanten EE-Zubaus der Strommix am Strommarkt in beiden Szenarien langfristig weitestgehend grün ist (EE-Anteil am Strommix 2050 Szenario A 87 Prozent, Szenario B 91 Prozent). Daher kann der hier dargestellte bunte Wasserstoff langfristig betrachtet auch als stark dekarbonisierter Wasserstoff ab 2035 und ab 2050 sogar als weitgehend grün betrachtet werden, auch wenn die Elektrolyse nicht direkt an der EE-Anlage erfolgt, sondern der Strom am Strommarkt beschafft wird.

Beispielhaft für den deutschen Markt ist im Folgenden die CO₂-Intensität von Wasserstoff beim Einsatz des Elektrolyseurs am Strommarkt (rote Linie) abgebildet. Die graue

Linie zeigt die CO₂-Intensität des sogenannten grauen Wasserstoffs¹⁹ an, der über Dampfreformierung erzeugt wird.

Sofern der Elektrolyseur direkt an die EE-Anlage angebunden ist, handelt es sich um grünen Wasserstoff, der dann natürlich stets CO₂-frei ist. Infolge eines auch künftig existierenden fossilen Anteils an der Stromerzeugung in Deutschland wird es für bunten Wasserstoff (rote Linie in den Abbildungen 42–43) insbesondere in den Jahren bis 2038 (Kohleausstieg) eine gewisse CO₂-Fracht geben. Diese bewegt sich im Bereich 0,1 bis 0,3 t CO₂/MWh_{H₂}²⁰. Bis zum Jahr 2030 liegt die CO₂-Intensität über der von grauem Wasserstoff. Hierbei ergibt sich ein gewisser Zielkonflikt aus der notwendigen Technologieentwicklung der Elektrolyse und der damit verbundenen höheren CO₂-Intensität des Wasserstoffs. Erst in den Jahren nach 2038 in einem weitestgehend durch erneuerbare Stromerzeugung geprägten Strommarkt sinkt die CO₂-Fracht spürbar und kontinuierlich.²¹

¹⁹ Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt (Dampfreformierung). Das CO₂ wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben.

²⁰ Dampfreformierung ohne CO₂-Abscheidung bleibt bei ca. 0,27 t CO₂/MWh_{H₂} gleichbleibend und ist deswegen eher als Technologiereferenz beziehungsweise Gradmesser zu verstehen.

²¹ Die spezifische CO₂-Intensität des Strommix in Deutschland wird in 2050 zwischen 15 g CO₂/kWh (Szenario B) bis 22 g CO₂/kWh (Szenario A) betragen. Zum Vergleich: Biomethan enthält je nach Ursprung einen THG-Faktor von ca. 36 bis 158 g CO₂/kWh.

Abbildung 45: Szenario A CO₂-Intensität Wasserstoff – Deutschland

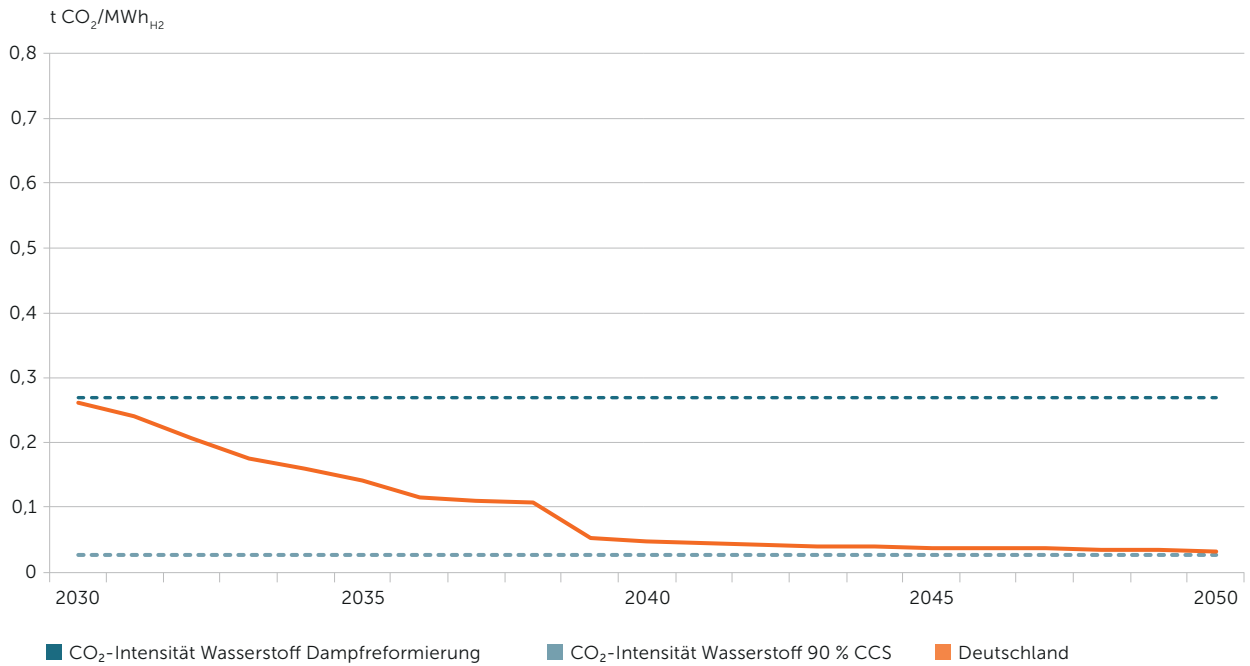
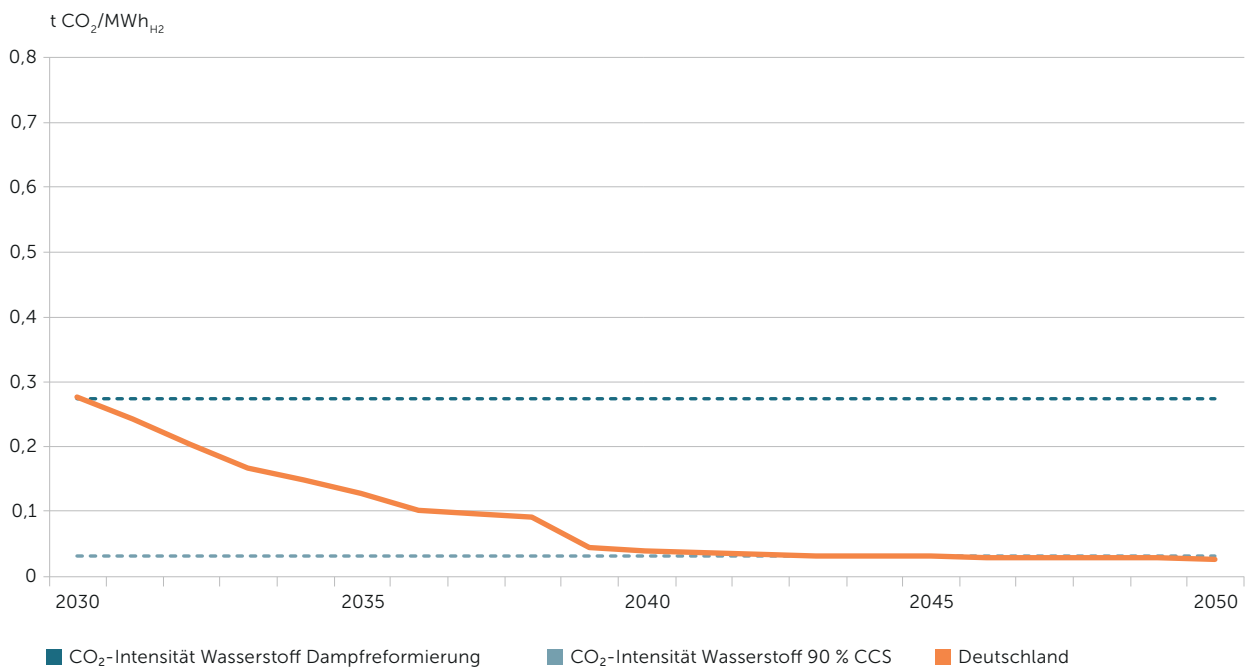


Abbildung 46: Szenario B CO₂-Intensität Wasserstoff – Deutschland



6.4 Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff

Abbildung 47 unten stellt die Wirtschaftlichkeit beziehungsweise den wirtschaftlichen Vorteil von Wasserstoff in Abhängigkeit der Quellen in den untersuchten Szenarien A und B dar. Diese Analyse ist hier modellhaft für den deutschen Strommarkt abgebildet. Die Kurven geben an, ab wann welche Technologie wirtschaftlich betrieben werden kann.²² Hierfür wird der jeweils notwendige CO₂-Preis bestimmt, durch den die fossile Alternative den Break-Even mit dem entsprechenden Gegenprodukt erreicht. Die synthetischen Produkte werden nicht mit Steuern, Umlagen oder Abgaben belastet.

Zentraler Maßstab für die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Quellen ist der CO₂-Preis im non-ETS(nETS)-Bereich. Dieser steigt hier beispielhaft von 100 €/t CO₂ in 2030 moderat auf 180 €/t CO₂ in 2050 an.

In beiden untersuchten Szenarien gleicht sich die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff und Erdgas (CH₄) bei einem nETS-Preis von etwa 190 €/t CO₂ (2050) an gegenüber einem nETS-Preis von knapp 155 €/t CO₂ (2044) bei grauem Wasserstoff.

Hingegen gleicht sich die Wirtschaftlichkeit von buntem Wasserstoff gegenüber Erdgas (CH₄) und grauem Wasserstoff infolge unterschiedlicher Annahmen zu Marktanteilen von Wasserstoff und abweichenden Stromnachfragen

durch den Einsatz von Elektrolyseuren am Strommarkt in den beiden untersuchten Szenarien A und B entsprechend bei unterschiedlichen nETS-Preisniveaus an.

In Szenario A gleicht sich die Wirtschaftlichkeit von buntem Wasserstoff und Erdgas (CH₄) bei einem nETS-Preis von etwa 130 €/t CO₂ (2038) an gegenüber einem nETS-Preis von etwa 120 €/t CO₂ (2034) bei grauem Wasserstoff.

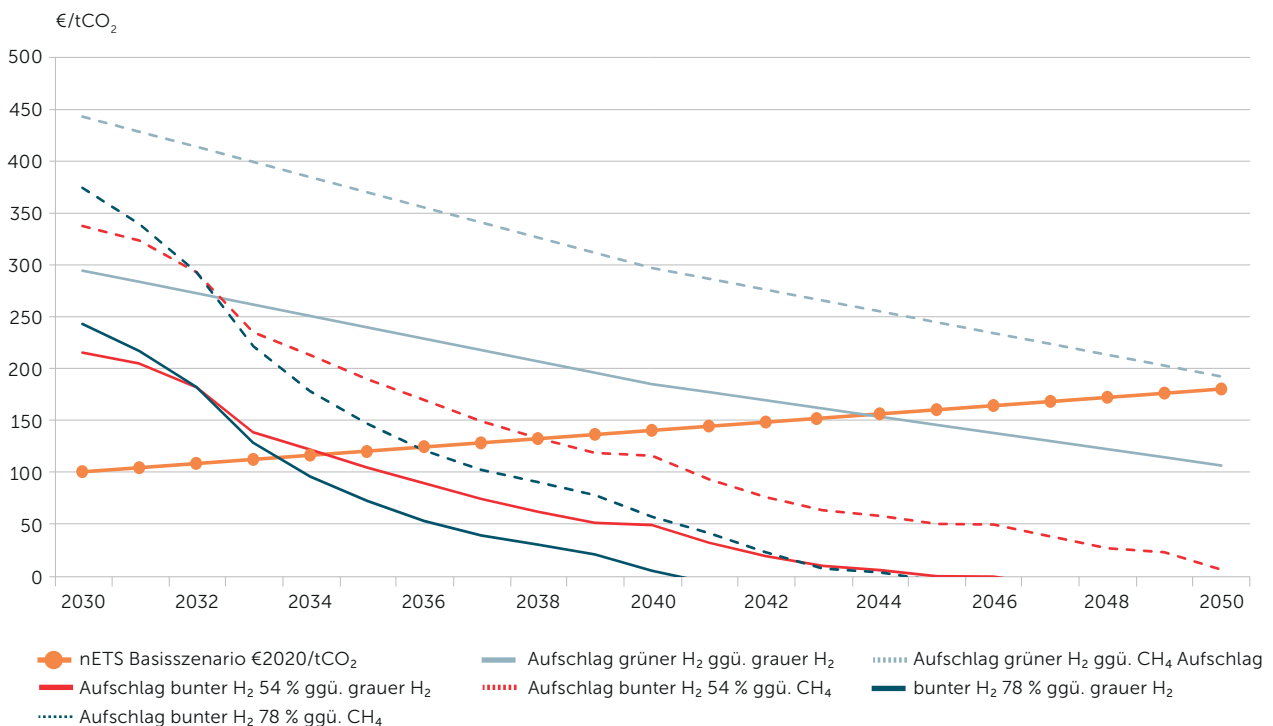
Hingegen gleicht sich in Szenario B die Wirtschaftlichkeit von buntem Wasserstoff und Erdgas (CH₄) bei einem nETS-Preis von 120 €/t CO₂ (2036) an gegenüber einem nETS-Preis von etwa 95 €/t CO₂ (2034) bei grauem Wasserstoff.

Anhand der beiden dargestellten Szenarien für die strommarktbasierete Elektrolyse zur Erzeugung von buntem Wasserstoff zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff über einen verstärkten strommarktbasiereten Ansatz früher und wesentlich kosteneffizienter erfolgen kann als die Erzeugung von grünem Wasserstoff direkt an den EE-Anlagen. Eine entsprechend regulatorische Rahmensezung ist hierbei maßgeblich entscheidend.

6.5 CO₂-Intensität Strommärkte Europa

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Höhe der spezifischen CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in den betrachteten Ländern in den beiden Szenarien. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Reduktion der spezifi-

Abbildung 47: Wirtschaftlichkeit Wasserstoff – Deutschland



²² Basierend auf den festgelegten Prämissen.

schen CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum in jedem Strommarkt.

Dies ist auf die Transformation in den Strommärkten zurückzuführen. Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger, vor allem Braun- und Steinkohle, wird weitestgehend ersetzt durch erneuerbare Energien. Sofern es in einigen Regionen Osteuropas keinen regulatorischen Kohleausstieg gibt, wird dort auch noch in den 2040er-Jahren Kohle verstromt.

Daneben wird die Gasverstromung in Europa einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität leisten, um die volatile Stromerzeugung aus Wind und Sonne stabil und flexibel auszugleichen. Daher wird auch langfristig noch ein gewisser Sockel an CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung existieren.

Die dargestellten Entwicklungen verdeutlichen und stützen die Aussage, dass die Strommärkte Europas perspektivisch weitestgehend von EE-basierten und CO₂-freien Quellen gespeist werden und somit auch „bunter“ Wasserstoff zunehmend „grün“ wird.

6.6 Entwicklung (Industrie-)Strompreise am Großhandelsmarkt EU und Deutschland

Flankierend und zusätzlich zu den dargestellten Entwicklungen werden in den Szenarien A und B Prognosen zur Entwicklung der Strompreise am Stromgroßhandelsmarkt und zu den Industriestrompreisen in den einzelnen betrachteten Strommärkten getroffen. Diese Projektionen sind nachfolgend abgebildet und geben einerseits einen Eindruck von den Auswirkungen der Transformationen der Strommärkte auf das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt. Zum anderen können die daraus resultierenden In-

Abbildung 48: Spezifische CO₂-Emissionen Strommärkte Europa Szenario A 2030/2040/2050

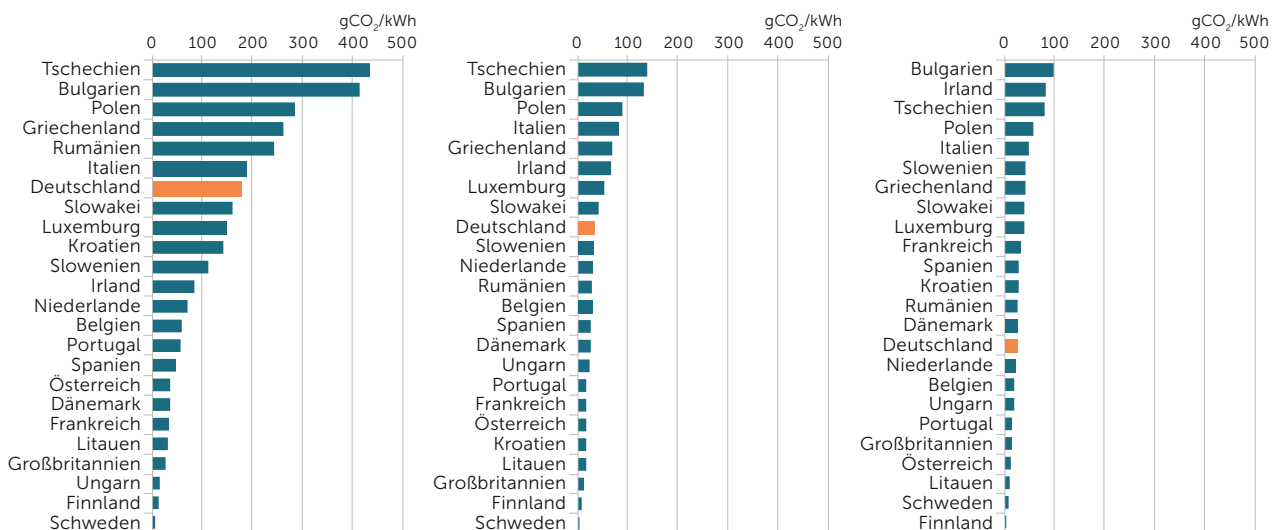
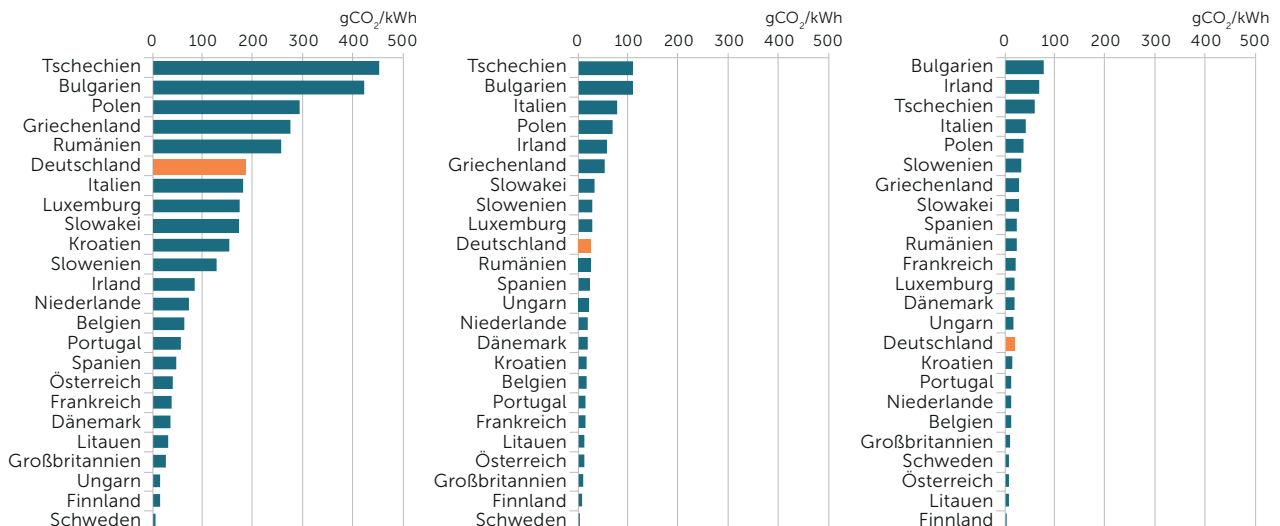


Abbildung 49: Spezifische CO₂-Emissionen Strommärkte Europa Szenario B 2030/2040/2050



dustriestrompreise eine erste Indikation zu Standort- und Wettbewerbsfähigkeit innerhalb der EU darstellen. Nachfolgend ist der prognostizierte mittlere Jahresstrompreis (Basepreis) am Stromgroßhandelsmarkt in den Szenarien dargestellt (Abbildung 50–51).

Die Prognosen für das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt sind – ausgehend von 2030 – in beiden Szenarien tendenziell fallend. Begründet ist dies insbesondere in den europaweit starken Zubauraten von EE-Kapazitäten, welche in unseren Berechnungen den politischen Zielpfaden entsprechen und für eine ausreichende Elektrolyse-Wasserstoffproduktion notwendig sind.

EE-Erzeugungsanlagen sind infolge des perspektivisch sehr hohen Marktanteils und der niedrigen Stromge-

stehungskosten in vielen Stunden eines Jahres preissetzend am Stromgroßhandelsmarkt. Dies schlägt sich dementsprechend in der Entwicklung des mittleren Jahresstrompreises nieder. In beiden Szenarien liegt das Preisniveau in Deutschland im europäischen Vergleich im Mittelfeld.

Die niedrigsten Strompreise weisen tendenziell Strommärkte mit einem besonders hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung beziehungsweise einer geringen CO₂-Intensität des Kraftwerksparks auf.

Entwicklung Industriestrompreise

Schließlich wird nun im Kontext des künftigen Transformationsprozesses der europäischen Kraftwerksparks und der Sektorenkopplung die Wirkung von Strompreisen auf

Abbildung 50: Mittlerer Jahrespreis (Basepreis) am Stromgroßhandelsmarkt Szenario A 2030/2040/2050

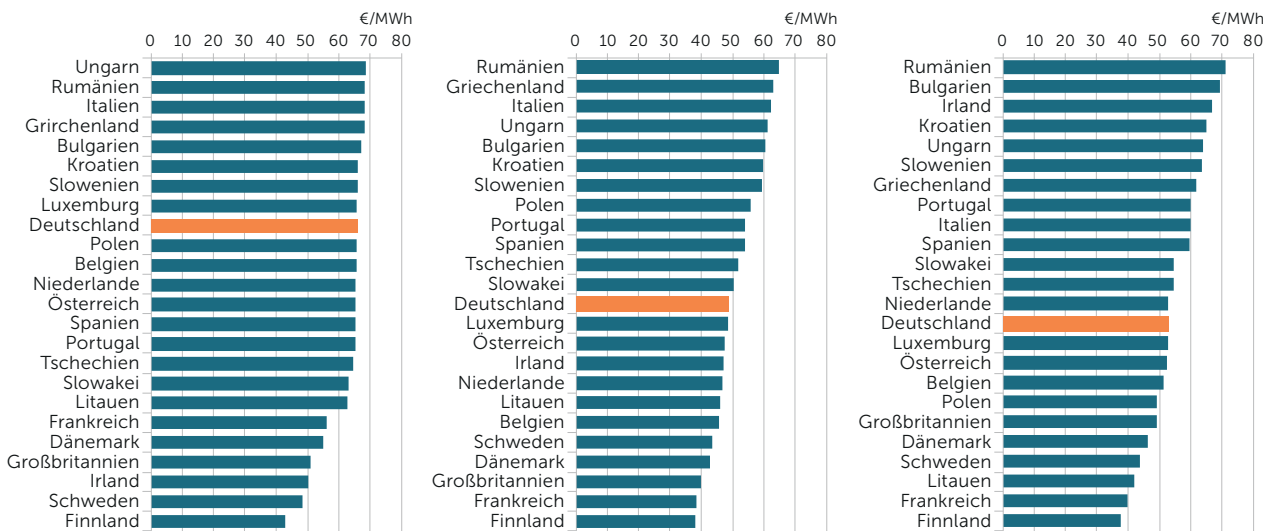
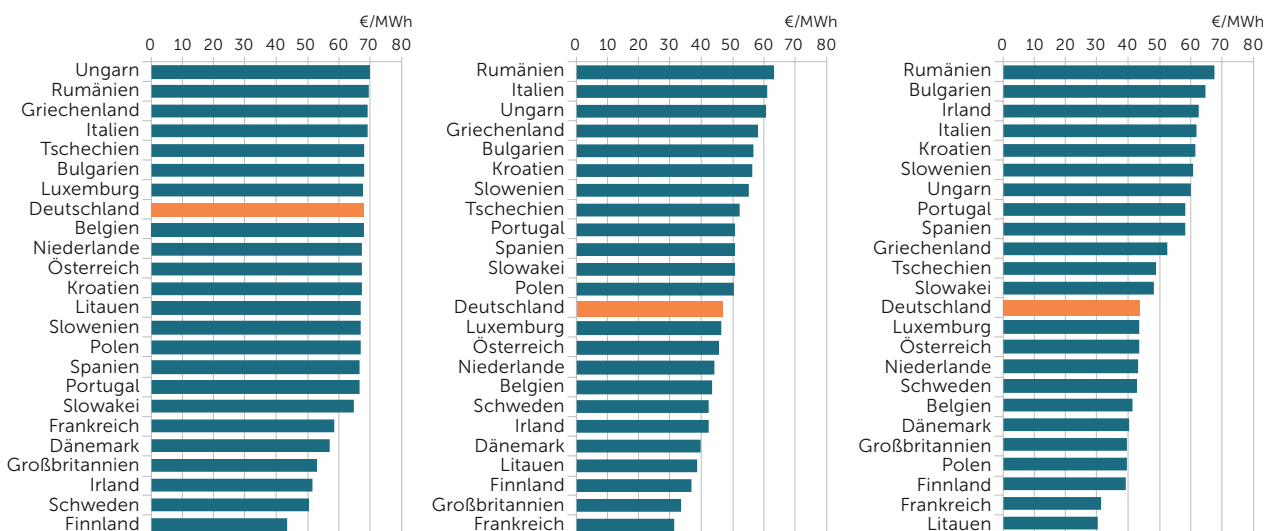


Abbildung 51: Mittlerer Jahrespreis (Basepreis) am Stromgroßhandelsmarkt Szenario B 2030/2040/2050



die Kosten der deutschen energieintensiven Industrie abgeschätzt. Ein maßgebliches Ergebnis der vorliegenden Untersuchung ist demnach die Ermittlung eines industriellen Beschaffungspreises für Strom am Stromgroßhandelsmarkt. Um die Strompreise ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Umlagen für Industrieunternehmen abzuleiten, müssen dann Annahmen über die Beschaffungsstrategie großindustrieller Stromverbraucher getroffen werden.

Große, energieintensive Industrieunternehmen agieren häufig direkt oder über Zwischenhändler an der Strombörse.²³ Die Einkaufspreise setzen sich in der Regel aus etwa 80 Prozent langfristigen Verträgen und 20 Prozent Spotmarkteinkauf zusammen. Als Planungshorizont wird eine Periode von etwa zwei Jahren genannt. Für eine Abschätzung von Industriestrompreisen kann unterstellt werden, dass die langfristigen Verträge jeweils zu einem Drittel mit zwei Jahren Vorlaufzeit, mit einem Jahr Vorlaufzeit und unterjährig abgeschlossen werden.

In der Folge wird auf die ermittelten Gewichtungsfaktoren eingegangen, mit deren Hilfe – auf Basis der modellierten Großhandelspreise – Industriestrompreise für energieintensive Großverbraucher abgeleitet werden. Auf Basis historischer Terminpreisnotierungen sowie der tatsächlichen

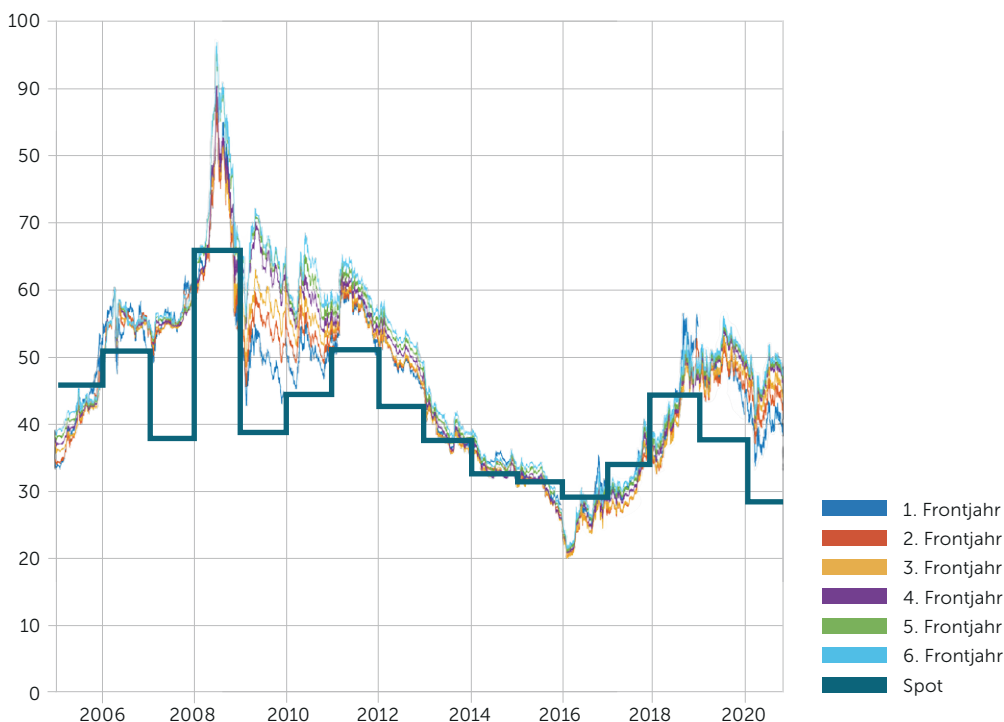
Day-ahead-Spotpreise für ein Handelsjahr werden die anzusetzenden Gewichtungsfaktoren zur Bestimmung von industriellen Beschaffungspreisen abgeschätzt. Maßgeblich ist jeweils die Beschaffungsstrategie von 80 Prozent langfristigen Verträgen (zweijährige Vorlaufzeit) und 20 Prozent Spotmarkteinkauf.

In der Historie war es in der Regel der Fall, dass die Futurotierungen für einen Handelszeitpunkt über den dann auftretenden Day-ahead-Preisen lagen. Nachfolgende Abbildung illustriert dies.

Je nach Betrachtungszeitpunkt beziehungsweise Betrachtungsintervall lassen sich anhand dessen die Preisgewichtungsfaktoren ableiten. Um ein möglichst marktnahes und robustes Ergebnis zu erhalten, welches nicht durch temporäre Ausschläge verfälscht wird, wurde der Betrachtungszeitraum 2005 bis 2018 gewählt. Folgt man diesem Ansatz, so beträgt der mittlere jährliche Industriestrompreis (ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Umlagen) 108,5 Prozent des mittleren jährlichen Stromgroßhandelspreises.

Nachfolgend dargestellt ist der entsprechend abgeleitete mittlere Jahrespreis des Industriestrompreises in den Szenarien für die betrachteten Länder.

Abbildung 52: Stromgroßhandelspreis Spotmarkt und Terminmarkt (EPEX Spot / EEX)



²³ Vgl. Studie „Strommärkte im internationalen Vergleich“, Fraunhofer ISI/Ecofys (2015).

Analog zur Prognose der Entwicklung der Stromgroßhandelspreise sind auch die daraus abgeleiteten Industriestrompreise (für Großverbraucher) langfristig fallend. Insbesondere in Regionen mit einem hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung beziehungsweise einer geringen CO₂-Intensität des Kraftwerksparks zeigt sich diese Entwicklung. Deutschland befindet sich mittel- bis langfristig im mittleren europäischen Bereich.

Abbildung 53: Mittlerer Jahrespreis Industriestrompreis Szenario A 2030/2040/2050

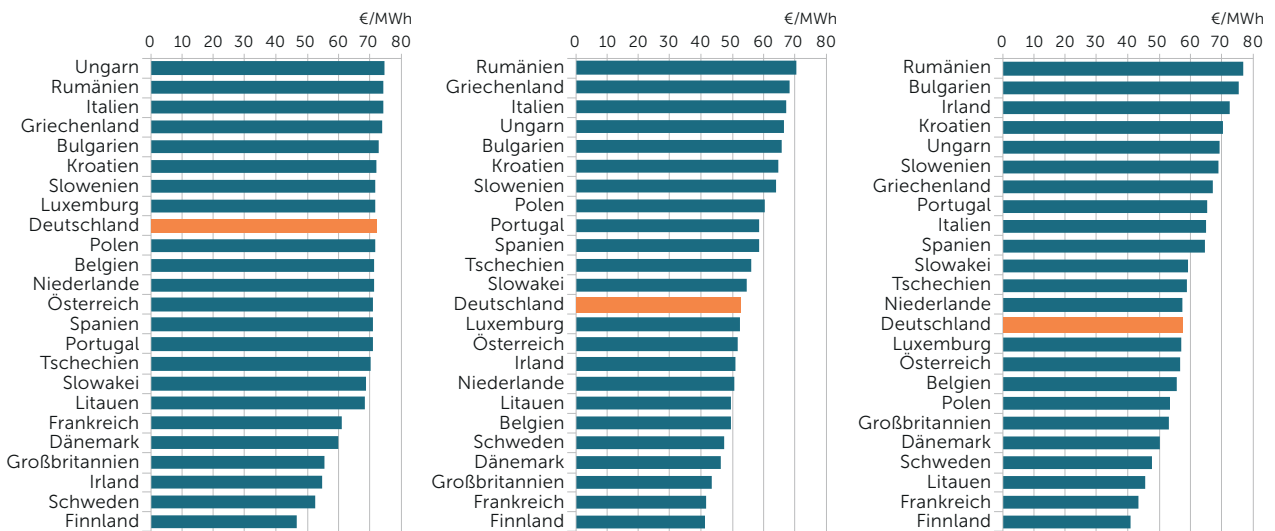
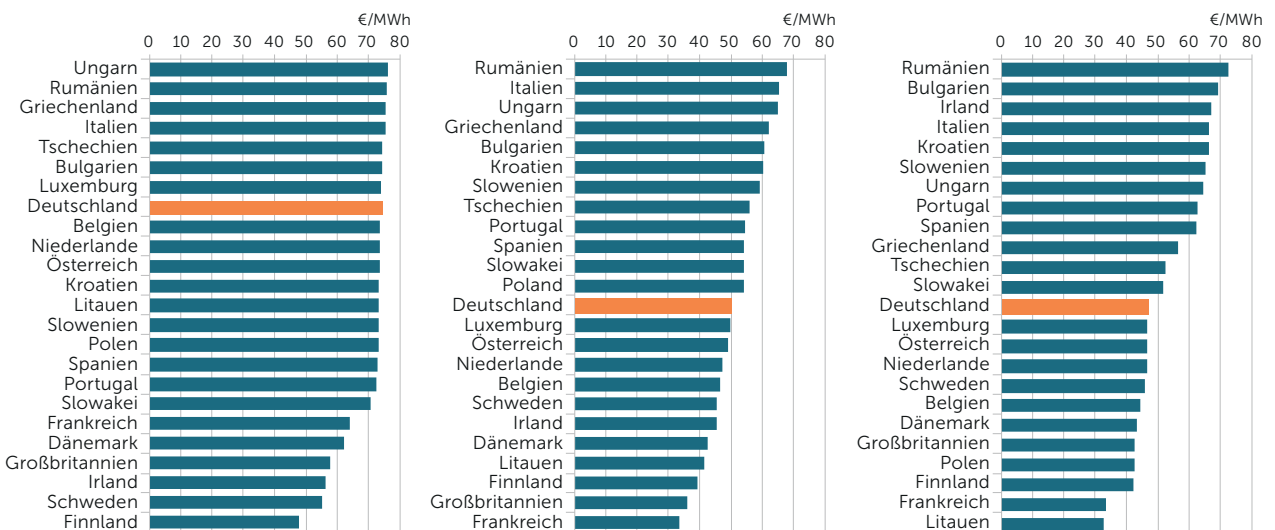


Abbildung 54: Mittlerer Jahrespreis Industriestrompreis Szenario B 2030/2040/2050



7

Fazit

Die vorliegende Studie hat folgende zentrale Erkenntnisse ergeben:

Fokus und Szenarien:

- Vor dem Hintergrund der ambitionierten Emissionsminderungsziele der Bundesregierung und der EU stellt sich die Frage, woher und zu welchen Preisen die (deutsche) Industrie ihren EE- und H₂-Bedarf für THG-ärmere beziehungsweise -neutrale Produktionsverfahren in den Jahren 2030, 2040 und 2050 decken kann.
 - Um das zu untersuchen, wurden zwei Szenarien entwickelt, wobei 54 Prozent (Szenario A) respektive 78 Prozent (Szenario B) des H₂-Bedarfes mittels europäischer Strommarkt-Elektrolyse gedeckt werden können.
 - Anhand dieser Zielszenarien wurden Modellierungen und Prognosen zu unterschiedlichen Energiemarktentwicklungen durchgeführt. Neben den Bedarfsabschätzungen für Wasserstoff und Strom wurden Entwicklungen zum notwendigen Kapazitätsausbau erneuerbarer Energien in den europäischen Strommärkten modelliert, benötigte Elektrolyseurkapazitäten prognostiziert und resultierende Strom- und Wasserstoffpreisentwicklungen dargestellt.
 - Aufgrund der Szenarioausrichtungen ist es zwangsläufig, dass in beiden Szenarien in 2050 ein Wasserstoffbedarf verbleibt (46 Prozent Szenario A beziehungsweise 22 Prozent Szenario B des Gesamtbedarfs), der nicht durch Wasserstoffelektrolyse am Strommarkt gedeckt wird und demzufolge aus anderen Quellen (emissionsfreier grüner Wasserstoff direkt aus EE-Anlagen; dekarbonisierter blauer, türkiser oder grauer Wasserstoff; Wasserstoffimporte) bedient werden muss.
- ### H₂-Bedarf, Elektrolysepotenzial, Deckungsgrad und Kosten
- In beiden Szenarien zeigt sich ein spürbarer Anstieg des Strombedarfs (Verdopplung bis 2050 im Vergleich zum heutigen Strombedarf) infolge der Elektrifizierung großer Teile des Wärme- und Verkehrsmarktes, der Industriestromnachfrage und der Stromnachfrage zur Wasserstoffherstellung. Der Strombedarf der Wasserstoffelektrolyse in der EU beträgt in 2050 dabei etwa 30 Prozent (Szenario A) beziehungsweise 40 Prozent (Szenario B) der Gesamtstromnachfrage. Deutschland bewegt sich mit 34 Prozent (Szenario A) und 43 Prozent (Szenario B) in ähnlichen Größenordnungen.
 - Vor diesem Hintergrund ist es nachvollziehbar, dass sich einige europäische Regionen heute bereits als künftige zentrale Wasserstoffhandels hubs positionieren, um über die vorhandene Infrastruktur und die exponierte geografische Lage eine führende Stellung einzunehmen.
 - Das Elektrolysepotenzial beziehungsweise die Wasserstoffherstellung aus dem Strommarkt liegen allerdings in der EU und in Deutschland in beiden Szenarien in 2030 deutlich unter dem Wasserstoffbedarf der Industrie, in Szenario A sogar noch in 2040. Es ist absehbar, dass es unter diesen Umständen in beiden Szenarien einen intensiven Wettbewerb um den Zugang zu Elektrolysepotenzialen des Wasserstoffs zwischen dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie beziehungsweise auch branchenintern geben kann.
 - Nicht auszuschließen ist auch ein innereuropäischer Wettbewerb zwischen Regionen mit einem hohen Wasserstoffbedarf, der nicht selbst – aus unterschiedlichen Quellen – gedeckt werden kann, so dass der Wasserstoff importiert werden muss.
 - Entsprechende Wasserstoffzufuhren in die EU beziehungsweise in die einzelnen nationalen Märkte sind demzufolge wahrscheinlich beziehungsweise notwendig. Infolge hoher Transportkosten ist das möglicherweise jedoch nicht die wirtschaftlichste Alternative, da teils hohe Transportkosten den Wettbewerbsvorteil niedriger Wasserstoffherstellungskosten aufheben.

- In beiden Szenarien liegen die benötigten Elektrolyseurkapazitäten in 2030 und in 2040 in Deutschland deutlich über den politischen Zielwerten der Nationalen Wasserstoffstrategie. Diese Zielwerte können im Rahmen der berechneten Szenarien dieser Studie als deutlich zu unterambitioniert betrachtet werden.
- Im langfristigen Trend sinken sowohl die Gesteungskosten für grünen als auch für bunten²⁴ Wasserstoff (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen, Steuern und ähnlichem).
- In beiden Szenarien ist der Preis bunten Wasserstoffs auch langfristig geringer als des grünen Wasserstoffs. Vor diesem Hintergrund lässt sich durchaus argumentieren, dass aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung mit der Strombeschaffung über den Strommarkt günstiger ist als der Einsatz eines Elektrolyseurs direkt an einer EE-Stromerzeugungsanlage.
- Infolge des zu erwartenden enormen EE-Zubaus ist der Strommix am Strommarkt in beiden Szenarien langfristig weitestgehend grün (EE-Anteil am Strommix in 2050 von 87 Prozent (Szenario A) beziehungsweise 91 Prozent (Szenario B)). Daher kann der dargestellte bunte Wasserstoff langfristig auch größtenteils als grüner Wasserstoff angesehen werden, auch wenn die Elektrolyse nicht direkt an der EE-Anlage erfolgt, sondern der Strom am Strommarkt beschafft wird.
- Um das zu realisieren, beziehungsweise um den Wasserstoffbedarf durch Elektrolyse am Strommarkt mit CO₂-freiem Strom zu decken, ist ein weiterhin signifikanter und kontinuierlicher Zubau der EE-Erzeugungskapazitäten notwendig.
- Die Prognosen für das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt und für die Industriestrompreise (ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte, Umlagen) sind – ausgehend von 2030 – in beiden Szenarien tendenziell fallend. Der Großhandelspreis sowie der Industriestrompreis für Großabnehmer in Deutschland liegen weiterhin im mittleren europäischen Bereich. Die niedrigsten Strompreise weisen in der Regel Strommärkte mit einem besonders hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung beziehungsweise einer geringen CO₂-Intensität des Kraftwerksparks auf.
- In Folge könnte ein Green Leakage – eine Industrieabwanderung wegen günstigerer EE-Standortbedingungen – innerhalb von Europa drohen, sofern nicht die notwendigen infrastrukturellen und regulatorischen Anreize zum Erhalt der heimischen energieintensiven Industrien geschaffen werden.

²⁴ Siehe Glossar.

Glossar

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO₂-frei, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.

Grauer Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt (Dampfreformierung). Das CO₂ wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben.

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, dessen CO₂ bei der Entstehung jedoch abgeschieden und gespeichert wird (CCS – Carbon Capture and Storage). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral betrachtet werden.

Türkiser Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wird. Anstelle von CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO₂-Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

Bunter Wasserstoff

Bunter Wasserstoff wird aus vielen verschiedenen Quellen per Elektrolyse aus dem Strommarkt gewonnen. Im Sinne dieser Studie wird bunter Wasserstoff durch den Einsatz von Elektrolyseuren direkt am Strommarkt hergestellt. Die Wasserstoffherstellung basiert demnach auf vielen unterschiedlichen Quellen in der Stromerzeugung und kann sowohl auf erneuerbare, fossile oder nukleare Stromerzeugung zurückgehen. Eine Abscheidung oder Speicherung von CO₂ erfolgt nicht.

Literaturverzeichnis

Baufumé et al. (Forschungszentrum Jülich) (2012): GIS-based analysis of hydrogen pipeline infrastructure for different supply and demand options.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) & ewi Energy Research & Szenarios gGmbH (2018): dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin

EUROFER. The European Steel Association (2018): European Steel in Figures 2018.

European Commission (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.

Eurostat (2020): Datenbank – Energiebilanzen.

Fraunhofer ISI/Ecofys (2015): Strommärkte im internationalen Vergleich.

Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2019): HYDROGEN ROADMAP EUROPE. A sustainable pathway for the European energy transition.

Greenpeace Energy eG (2020): Blauer Wasserstoff. Lösung oder Problem der Energiewende? Fakten, Hintergründe, Argumente.

Heuser et al. (2019): Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen.

International Energy Agency (iea) (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.

International Energy Agency (iea) (2020): World Energy Outlook 2020. Part of World Energy Outlook.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2020): Statistics Time Series. Trends in Renewable Energy.

Joint Research Center (2016): Techno-economic and environmental evaluation of CO₂ utilisation for fuel production. Synthesis of methanol and formic acid.

Kamiya et al. (2015): Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen. Akashi-City.

National Governments of EU-27-Countries (2020): Integrated National Energy and Climate Plans.

nationalgridESO (2019): Future Energy Scenarios 2019.

Öko-Institut e. V. (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

Stratego (2017): Heat Roadmap Europe. A low-carbon heating and cooling strategy.

USGS (2020): Minerals Yearbook 2017. Nitrogen.

**Stiftung Arbeit und Umwelt
der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie**

Inselstraße 6
10179 Berlin
Telefon +49 30 2787 1325

Königsworther Platz 6
30167 Hannover
Telefon +49 511 7631 472

E-Mail: arbeit-umwelt@igbce.de
Internet: www.arbeit-umwelt.de

