



STUDIE

Wasserstoff in den USA

Potenziale, Diskurs, Politik und
transatlantische Kooperation

Raffaele Piria, Franziska Teichmann, Jens Honnen, Jakob Eckardt

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats IIA2 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Unser Dank gilt Dr. Kirsten Westphal von der Stiftung Wissenschaft und Politik, Dr. Falko Ueckerdt vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung sowie Miha Jensterle von adelphi für ihre hilfreichen Kommentare zu dieser Studie.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Zitiervorschlag

Raffaele Piria, Franziska Teichmann, Jens Honnen, Jakob Eckardt 2021: Wasserstoff in den USA: Potenziale, Diskurs, Politik und transatlantische Kooperation. Berlin: adelphi.

Impressum

Herausgeber: adelphi consult GmbH
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
+49 (030) 8900068-0
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Autoren: Raffaele Piria, Franziska Teichmann, Jens Honnen, Jakob Eckardt

Gestaltung: adelphi Consult GmbH

Bildnachweis: [Ingus Kruklitis – shutterstock.com](#)

Stand: 4. Januar 2021

© 2021 adelphi

Inhaltsverzeichnis

1. Wasserstoff in den USA: Status quo	1
1.1 Produktion	1
1.2 Anwendungsbereiche	2
1.3 Wertschöpfungskette	3
1.4 Förderprogramme	5
1.5 Nachhaltigkeitsstandards	5
1.6 Forschungsprogramme	7
1.7 Demonstrationsprojekte	8
2. Bisherige Wasserstoffdebatte in den USA	11
2.1 Wasserstoffpolitik auf föderaler Ebene – von Carter bis Trump	11
2.2 Klimaziele der Bundesstaaten	12
2.3 Die Rolle von Wasserstoff in US-Dekarbonisierungsszenarien	14
3. Potenziale: Produktion, Kosten und Nachfrage	16
3.1 Produktionspotenzial: Grünwasserstoff	16
3.2 Produktionspotenzial: Blauwasserstoff	20
3.3 Produktionskosten	20
3.4 Nachfrage	26
4. Aussichten: Wasserstoffpolitik und -Exporte	30
4.1 Weiterentwicklung unter Biden und darüber hinaus	30
4.2 Die USA als möglicher Grünwasserstoffexporteur	34
5. Kooperationspotenziale für Deutschland	36
Literaturverzeichnis	38
Annex: Energiegeographie der USA	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausgewählte Unternehmen der H ₂ -Wertschöpfungskette der USA	3
Abbildung 2: Staatliche Forschungs- und Entwicklungsförderung für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (IEA 2019)	7
Abbildung 3: Demonstrationsprojekte für grünen und blauen Wasserstoff	8
Abbildung 4: Klimaziele der US-Bundesstaaten für 2050 (Stand: Dezember 2020)	13
Abbildung 5: Produktionskosten in 2030 (USD /kg H ₂) (FHCEA 2020)	21
Abbildung 6: Kostenreduktion für H ₂ aus PEM-Elektrolyseuren bis 2035 (DoE 2020e)	23
Abbildung 7: Kosten für Grünwasserstoff je nach Strompreis, Elektrolyseur-CAPEX und Kapazitätsfaktor (NREL 2020b)	23
Abbildung 8: Kostenkurven für H ₂ durch Elektrolyse in den USA (NREL 2020b)	24
Abbildung 9: H ₂ -Produktionspotenzial aus Onshore-Wind (NREL 2020a)	46
Abbildung 10: Jährliche Solarstrahlung in den USA (NREL 2020c)	47
Abbildung 11: H ₂ -Produktionspotenzial aus PV-Freiflächenanlagen (NREL 2020a)	47
Abbildung 12: Nettokapazitätsfaktor Offshore-Wind (100 Meter) (DoE & DoI 2016)	48
Abbildung 13: Offshore Wind-Potenziale in fünf US-Regionen (DoE & DoI 2016)	48
Abbildung 14: Räumliche Verteilung des industriellen H ₂ -Verbrauchs nach einem NREL-Szenario für 2050 (NREL 2020b)	49
Abbildung 15: Räumliche Verteilung der Bevölkerungsdichte (Census Bureau 2010)	50
Abbildung 16: Räumliche Verteilung der konventionellen Gasförderung (EIA 2009)	52
Abbildung 17: Räumliche Verteilung der Schiefergas- und -Ölressourcen (EIA 2019)	52
Abbildung 18: Räumliche Verteilung der Kohleförderung (EIA 2020d)	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgewählte Unternehmen der H ₂ -Wertschöpfungskette in den USA	3
Tabelle 2: Emissionsintensitäts-Richtwerte nach dem kalifornischen LCFS	6
Tabelle 3: Potenziale, um den Gesamtendenergiebedarf der USA mit Erneuerbarem Strom und Grünwasserstoff zu decken	18
Tabelle 4: LCOH und PV Ressourcen-Klasse (Brändle et al. 2020)	25
Tabelle 5: Wasserstoffnachfrage in den USA in ausgewählten Szenarien für 2050 (in Millionen Tonnen H ₂ / Jahr)	29

Abkürzungsverzeichnis

BEV	Battery Electric Vehicle
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BZ	Brennstoffzelle
CaFCP	California Fuel Cells Partnership
CARB	California Air Resources Board
CEC	California Energy Commission
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CCUS	Carbon Capture, Usage and Storage
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DoE	U.S. Department of Energy
EE	Erneuerbare Energien
EIA	Energy Information Administration
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FCHEA	Fuel Cell & Hydrogen Energy Association
GWh	Gigawattstunde
H₂	Wasserstoff
HRI	Hydrogen Refueling Infrastructure
Kg	Kilogramm
LCFS	Low Carbon Fuel Standard (Kalifornien)
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LNG	Liquified Natural Gas
Mt	Millionen Tonnen
MWh	Megawattstunde
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P2G	Power-to-Gas
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
SMR	Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung)
THG	Treibhausgas
ZEV	Zero Emission Vehicle

Terminologie

- Grüner Wasserstoff** Wasserstoff durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien. Die Produktion ist klimaneutral. Die Life-Cycle-Klimabilanz hängt von der Emissionsintensität der Produktionsverfahren für die Komponenten der benötigten Anlagen ab.
- Grauer Wasserstoff** Wasserstoff aus fossilen Energien ohne CO₂-Abscheidung. Die Gewinnung erfolgt in den USA und weltweit ganz überwiegend durch die Methan-Dampfreformierung („Steam Methane Reforming“, SMR), vor allem in China auch aus der Kohlevergasung. Die Produktion von grauem Wasserstoff ist sehr emissionsintensiv.
- Blauer Wasserstoff** Wasserstoff aus fossilen Energien mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU). In den USA gibt es eine einzelne Demonstrationsanlage (siehe Kapitel 1.7). Aufgrund der Methanemissionen und der nach dem CCS-Verfahren verbleibenden CO₂-Emissionen ist blauer Wasserstoff nicht klimaneutral, obwohl das in der US-Debatte und teils auch in Europa oft behauptet wird (siehe Kapitel 3.3 und 4.1)

Zusammenfassung

Diese Studie analysiert die energiewirtschaftlichen und –politischen Entwicklungen zum Thema Wasserstoff in den USA. Die Kapitel thematisieren (1) den Status Quo bei Wasserstoff, (2) die bisherige Wasserstoffdebatte, (3) die Produktions-, Kosten- und Nachfragepotenziale, (4) die energiepolitischen Zukunftsaussichten, auch hinsichtlich der möglichen Rolle der USA als Wasserstoffexporteur und (5) die Kooperationspotenziale für Deutschland.

Heute sind die USA mit 12-16% der weltweiten Erzeugung (ca. 10-12 Mio. Tonnen jährlich, fast ausschließlich Grauwasserstoff) nach China der weltweit zweitgrößte Produzent und Verbraucher von Wasserstoff. In den USA sind Wasserstoffpipelines mit mehr als der Hälfte der weltweiten Länge sowie fast 5.000 Kilometer Ammoniak-Pipelines in Betrieb. Verwendet wird Wasserstoff überwiegend in Raffinerien und der Chemieproduktion. Die Hälfte des weltweiten Bestands an Brennstoffzellen(BZ)-Fahrzeugen fährt in den USA, im Vergleich zu Elektrofahrzeugen bleiben die absoluten Zahlen aber verschwindend gering.

In den frühen 2000er Jahren erfuhr Wasserstoff in den USA einen Hype mit Schwerpunkt auf Anwendungen im Straßenverkehr. Nach anfänglicher politischer Unterstützung und hohen F&E-Ausgaben, verlor Wasserstoff mit der Schieferrevolution und der dadurch zunehmenden Energieunabhängigkeit der USA an Bedeutung. F&E-Programme wurden stark gekürzt. Das Interesse an BZ-Fahrzeugen sank, da sich Batteriefahrzeuge zunehmend durchsetzten.

Ab 2021 steht den USA eine klimapolitische Kehrtwende bevor. Präsident Biden will am ersten Tag seiner Amtszeit dem Pariser Abkommen wiederbeitreten, bis 2035 den Stromsektor dekarbonisieren und bis 2050 die Klimaneutralität erreichen. Zudem haben sich mittlerweile 22 von 50 Bundesstaaten Emissionsreduktionsziele zwischen 80% und 100% bis 2050 gesetzt. In den nächsten Jahren ist in den USA daher eine Verstärkung der Debatte zur Umsetzung der Klimaneutralität zu erwarten. Dadurch wird die Aufmerksamkeit stärker als bisher auf die schwer zu dekarbonisierenden Sektoren und daher auch auf Wasserstoff gerichtet werden. „Renewable Hydrogen“ ist eine von fünf Prioritäten in der Innovationsstrategie des Biden-Harris Transition-Teams für den Klimaschutz. Auch die internationale Wasserstoffdebatte wird in der US-Energiepolitik und -Finanzwelt zu einem erhöhten Interesse an Grünwasserstoff beitragen. Wenn wirksame Maßnahmen umgesetzt werden, könnte das zu einer Wasserstoffinvestitionswelle in den USA führen.

Mit ihren umfangreichen und kostengünstigen Solar- und Windenergieressourcen haben die USA hervorragende Voraussetzungen für die Grünwasserstoffproduktion. Durch den Einsatz eines Bruchteils ihres EE-Potenzials könnten die USA ihren eigenen Energiebedarf vollständig decken und darüber hinaus auch erhebliche Mengen an Grünwasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern in weniger gut ausgestattete Länder wie Deutschland exportieren. Aufgrund günstiger Potenziale und der hohen Marktdynamik könnte eine Grünwasserstoffwirtschaft in den USA sehr schnell wachsen. Mit einer angemessenen CO₂-Bepreisung könnte die großskalige Elektrolyse mit EE-Strom in günstigen Standorten der USA ab den 2030er Jahren konkurrenzfähig mit der Blauwasserstoffproduktion sein. Der Markthochlauf der Grünwasserstoffproduktion könnte allerdings durch eine starke politische Einflussnahme der Fossilindustrie und den bisher fehlenden parteiübergreifenden klimapolitischen Konsens auf föderaler Ebene verlangsamt werden.

Auch für die Blauwasserstoffproduktion haben die USA mit ihren umfangreichen Erdgasressourcen, einer gut ausgebauten Gasinfrastruktur und einem großen Potenzial an CO₂-Spei-

cherstätten gute Voraussetzungen. Bidens Äußerungen zur Zukunft der fossilen Energieindustrie sind ambivalent. Ein politischer Ausschluss von Blauwasserstoff ist daher nicht absehbar. Allerdings hat sich CCS in den USA trotz milliardenschwerer Förderung bislang nur sehr bescheiden entwickelt und erlitt im Jahr 2020 mit der vorzeitigen Stilllegung der größten Anlage einen Rückschlag. Wegen der langen Amortisierungszeit und der Möglichkeit, dass Grünwasserstoff zeitnah wettbewerbsfähig wird, könnten Investitionen in Blauwasserstoff für Kapitalgebende unattraktiv bleiben. Außerdem steht der zunehmende Fokus der US-Debatte auf Klimaneutralität letztlich langfristig nicht im Einklang mit einer Technologie, die trotz CCS erhebliche Methanemissionen und CO₂-Restemissionen verursacht.

Aus strategisch-militärischen Gründen könnte die Kernkraft in den USA trotz ihrer Unwirtschaftlichkeit weiter gefördert werden. Obwohl konkrete Investitionspläne noch nicht bekannt sind, könnte eine Kombination mit Elektrolyseuren die Inflexibilität von Kernkraftwerken ausgleichen. Angesichts des hohen Alters vieler Kernkraftwerke, der immensen Kosten für den Neubau, der ungelösten Endlagerung und den damit verbundenen Akzeptanzproblemen ist jedoch zu erwarten, dass Grünwasserstoffinvestitionen deutlich überwiegen werden.

Langfristig bietet Grünwasserstoff den USA nicht nur die Aussicht auf eine klimaneutrale Versorgung von schwer zu dekarbonisierenden Sektoren, sondern auch auf großskalige, klimaneutrale Energieexporte. Diese Feststellung könnte helfen, den wahrgenommenen Zielkonflikt zwischen Klimaschutz, Wirtschaftsinteressen und Außen- und Sicherheitspolitik aufzulösen, und damit auch konservative Kreise für eine energiepolitisch progressive Agenda zu gewinnen. Da sich auch immer mehr potenzielle Importländer zur Klimaneutralität bekennen, verliert die Fortsetzung der LNG-Exportstrategie für die USA auf Dauer ohnehin an Plausibilität.

Die Erkenntnis des eigenen Grünwasserstoffexportpotenzials hat sich in den USA noch nicht etabliert. An der Beschleunigung dieses Erkenntnisprozesses könnte Deutschlands energiepolitischer Dialog mit den USA ansetzen. Denn der deutsch-amerikanischen Beziehung bietet Grünwasserstoff die Möglichkeit, einen klimapolitisch tragfähigen Diskurs über den transatlantischen Energiehandel zu führen. Statt über wirtschaftlich und klimapolitisch fragwürdige LNG-Importterminals zu reden, könnten beide Länder die Weichen für einen künftigen transatlantischen Grünwasserstoffhandel stellen. Dabei könnte Deutschland seine Vision, mit Erreichung der Klimaneutralität grundsätzlich auf Erdgasimporte zu verzichten, konkretisieren und für die USA greifbarer machen. So könnte Deutschland der in den USA parteiübergreifend verbreiteten Kritik an Nord Stream 2 konstruktiv und nachhaltig begegnen. Diese Aussicht würde auch einen zusätzlichen Anreiz für die USA schaffen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu intensivieren und die eigene Emissionsintensität schneller zu reduzieren. Denn für Deutschland wären Grünwasserstoffimporte aus Ländern und Regionen mit emissionsintensiven Energiesystemen in der Übergangsphase vielleicht denkbar, aber auf Dauer klimapolitisch nicht sinnvoll.

Neben dem außenpolitischen Diskurs bieten sich viele Chancen für Kooperationen zwischen Deutschland und den USA im Bereich Wasserstoff: Zusammenarbeit bei der Skalierung der Technologiemarkte, gemeinsame Entwicklung und Erprobung von Technologien für den Schifffransport, Koordination von Forschungsvorhaben, Machbarkeitsstudien zur Wertschöpfungskette, Konzepte für Wasserstoff-Export-Hubs und Austausch zur Weiterentwicklung von technischen Standards und Zertifizierungsverfahren. Bei der Entwicklung von Nachhaltigkeitskriterien ist eine Zusammenarbeit insbesondere mit US-Bundesstaaten mit ähnlicher Interessenlage, wie Kalifornien und im Nordosten der USA, empfehlenswert. Für gemeinsame Demonstrationsprojekte für die Grünwasserstoffproduktion und -Infrastruktur sind außer Kalifornien insbesondere Texas und andere Bundesstaaten mit ähnlich guten EE-Ressourcen potenzielle Kooperationspartner.

1. Wasserstoff in den USA: Status quo

Die USA sind nach China der zweitgrößte Wasserstoffproduzent und -Verbraucher der Welt (IHS Markit 2018). Im internationalen Vergleich macht die Wasserstoffproduktion der USA der letzten Jahre 12-16% der weltweiten Produktion aus (DoE 2019). Dabei sind die USA für circa 9% der weltweiten Ammoniakproduktion und 15% der petrochemischen Produktion verantwortlich (FCHEA 2020).

In den USA sind Wasserstoffpipelines mit einer Länge von insgesamt mehr als 2.600 Kilometer in Betrieb, mehr als die Hälfte der weltweiten Länge. Die längste Wasserstoffpipeline der Welt verbindet den Großraum Houston in Texas mit New Orleans in Louisiana (Hydrogen Europe 2017; HyARC 2016). Zudem verlaufen in den USA von Louisiana bis Indiana und Nebraska Ammoniak-Pipelines von fast 5.000 Kilometer Länge (IEA 2019, DoE 2006). In den USA befindet sich in einer Salzkaverne auch der weltweit größte Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität von 10.000 bis 20.000 Tonnen (IEA 2019).

1.1 Produktion

Laut Schätzungen des Department of Energy (DoE) werden in den USA derzeit jährlich circa 8-10 Mio. Tonnen Wasserstoff gezielt produziert („on-purpose hydrogen“). Die Schätzungen bezüglich der Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt chemieindustrieller Prozesse variieren stark; das DoE geht von circa 2 Mio. Tonnen jährlich aus (DoE 2019). Das deckt sich mit der Einschätzung des Wasserstoffindustrieverbands FHCEA. Dieser geht von einer gesamten jährlichen Produktion von 11,4 Millionen Tonnen¹ aus (FHCEA 2020).

Laut FCHEA stammen 77% der Produktion aus SMR und 23% als Nebenprodukt aus der Erdölraffination. Nahezu die gesamte Produktion besteht aus grauem Wasserstoff (aus fossilen Energieträgern ohne CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)). In letzter Zeit ist die Anzahl der Anlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff (durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom) gewachsen, jedoch ist ihre Produktion bislang statistisch vernachlässigbar (FHCEA 2020, IEA 2020). In den USA gibt es nur ein einziges Demonstrationsprojekt zur Produktion von blauem Wasserstoff (aus SMR mit CCS), das an eine Raffinerie in Texas angeschlossen ist (IEAGHG 2018, CORE2 2020).

Seit 1990 hat sich die „on-purpose“-Produktion fast verdoppelt, allein zwischen 2006 und 2016 stieg sie um mehr als ein Drittel. Ein Hauptgrund war der Anstieg des Verbrauchs in Raffinerien, getrieben durch striktere Luftreinheitsstandards bei gleichzeitig steigendem Schwefelgehalt im verarbeiteten Rohöl. Ein weiterer Wachstumstreiber für die Wasserstoffproduktion war die Renaissance der chemischen Industrie in den USA, die durch die niedrigen Erdgaspreise in Folge des breiten Einsatzes von Fracking ausgelöst wurde (Brown 2015, Brown 2016).

Eine Besonderheit in den USA ist die sehr große Rolle von handelbarem Wasserstoff („merchant hydrogen“), der durch Dritte produziert und an Verbraucher – meistens Raffinerien und

¹ Die Einschätzung vom FCHEA bezieht sich auf den Gesamtverbrauch, *on purpose* und Nebenprodukt. Davon werden kleine Mengen – 22.400 Tonnen in 2019 – an Wasserstoffimporten aus Kanada abgezogen (World Bank 2020).

Ammoniakhersteller – verkauft wird. 2015 erfolgte in den USA 11% der weltweiten Wasserstoffproduktion, aber 62% der Produktion von handelbarem Wasserstoff. 2019 war der Anteil von „merchant hydrogen“ an der gesamten „on-purpose“ Produktion der USA auf 40% gestiegen. 60% ist „captive hydrogen“, den Unternehmen gezielt für den Eigenbedarf produzieren (DoE 2019). Die größten Marktanteile für „merchant hydrogen“ in 2016 hatten die Unternehmen Air Products mit circa 40%, gefolgt von Praxair – das 2019 mit dem deutschen Konzern Linde fusionierte – mit 35% und Air Liquide mit 13% (HyARC 2016). Die Unternehmen mit den größten „captive-hydrogen“-Kapazitäten sind Chevron, Valero und WRB Refining gefolgt von weiteren Ölkonzernen wie z.B. Shell und BP (HyARC 2019b). „Merchant hydrogen“ wird oft am Standort oder in der unmittelbaren Nähe der Verbraucherindustrien produziert.

40% der Wasserstoffproduktionskapazitäten für den Eigenbedarf in Raffinerien befinden sich in Kalifornien und 22% in vier Bundesstaaten am Golf von Mexiko (Texas 9%, Mississippi 8%, Louisiana 4% und Alabama 1%), wo sich viele Raffinerien befinden (HyARC 2019a).

1.2 Anwendungsbereiche

Etwa 95% des derzeit in den USA verbrauchten Wasserstoffs dient als Ausgangsstoff oder Reaktant in industriellen Prozessen in Erdölraffinerien (57%) sowie Ammoniak- (24%) und Methanolanlagen (14%). Andere Bereiche, in denen Wasserstoff heute in viel geringeren Mengen zur Anwendung kommt (die restlichen 5%), sind die Produktion von Metallen, Zement, Glas, Raketentreibstoffen sowie einige kleinere Anwendungen in der Lebensmittelindustrie, Elektronik, Stromerzeugung und im Verkehr (FCHEA 2020, DoE 2019).

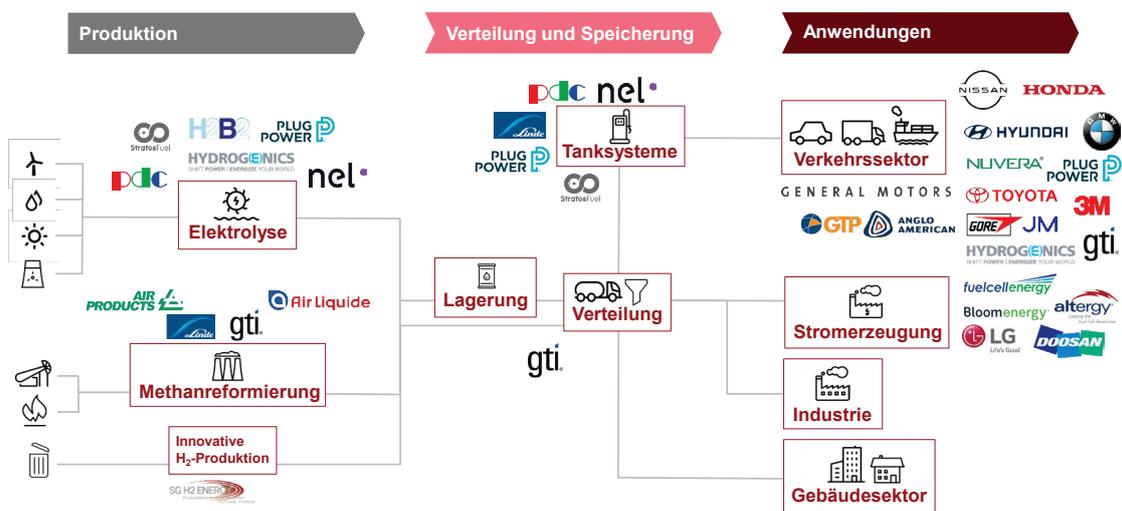
Statistisch vernachlässigbar ist der Wasserstoffverbrauch im Straßenverkehr, obwohl die USA mit über 8.400 Brennstoffzellen-PKW (BZ-PKW) mehr als die Hälfte des weltweiten Bestands haben (Stand Juni 2020). Zudem fahren in den USA 62 BZ-Busse (HyARC 2020). Trotz der Förderung von Nullemissionsfahrzeugen sind das im Vergleich zu den ca. 800.000 in 2019 zugelassenen Elektro-PKW sehr bescheidene Zahlen (EIA 2020a). Ferner gibt es in den USA 43 öffentliche Wasserstofftankstellen, davon 42 in Kalifornien (AFDC 2020a; CARB 2020a). Weitere befinden sich in der Entwicklung, darunter zwölf in den Bundesstaaten New Englands, die mit erneuerbarem Wasserstoff von Air Liquide aus Québec beliefert werden sollen (CAFCEP 06.05.2020).

Zudem sind in den USA mehr als 25.000 wasserstoffbetriebene Gabelstapler in Lagerhäusern und Vertriebsrichtungen in Betrieb, was allerdings erst 0,4% des Bestands ausmacht. Die Anschaffung von BZ-Materialtransportern wird durch eine 30-prozentige Investitionssteuergutschrift (investment tax credits) bis 2022 weiterhin staatlich gefördert (FCHEA 2020, 35). In den USA sind über 8.000 kleine BZ-Systeme in Betrieb, hauptsächlich in Mobilfunkmasten und Fernkommunikationsnetzen. Zudem sind landesweit 550 MW an großen stationären BZ-Systemen installiert oder geplant, die vor allem zur Notstromversorgung, für kritische Lasten und für Kraft-Wärme-Kopplungsanwendungen genutzt werden sollen (FCHEA 2020, 2).

1.3 Wertschöpfungskette

US-amerikanische Unternehmen sind entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette aktiv. Ein Schwerpunkt des Wasserstoffsektors sind BZ-Anwendungen für den Straßenverkehr. Abbildung 1 gibt einen Überblick über ausgewählte Unternehmen und deren Platz in der Wertschöpfungskette. Die dargestellten Unternehmen und deren Aktivitäten werden in Tabelle 1 vorgestellt.

Abbildung 1: Ausgewählte Unternehmen der H₂-Wertschöpfungskette der USA



Quelle: © adelphi. Vektorgrafiken von Ralf Schmitzer, the Noun Project

Tabelle 1: Ausgewählte Unternehmen der H₂-Wertschöpfungskette in den USA

Unternehmen	Aktivitäten
3M (St. Paul, MN)	Anbieter von BZ-Technologie für Fahrzeuge, Speicher- und Reservestromanlagen und Verbraucherelektrogeräte.
Air Liquide (Houston, TX)	Hersteller und Lieferant von Industriegasen, u.a. Wasserstoff (teils auch durch Elektrolyse). Entwickler von H ₂ -Tankstellen, u.a. in Kalifornien und gemeinsam mit Toyota im Nordosten der USA.
Air Products (Allentown, PA)	Hersteller und Lieferant von Industriegasen, u.a. Wasserstoff (auch durch Elektrolyse in Kooperation mit Thyssenkrupp). Entwickler von H ₂ -Tankstellen.
Altery Systems (Folsom, CA)	Global führender Anbieter von Notstromversorgungsanlagen (u.a. mit BZ-Technologie) für den Telekomsektor und andere kritische Stromanwendungsbereiche.
Anglo American (London, Vereinigtes Königreich)	Globales Bergbauunternehmen und weltweit größter Hersteller von Platin, u.a. für BZ-Technologien. Anglo American zuliefert Hyundai für dessen BZ-Fahrzeuge.
Bloom Energy (Sunnyvale, CA)	Anbieter von stationären, auf BZ-Technologie basierenden Stromerzeugungsanlagen.
BMW Group (Woodcliff Lake, NJ)	Entwickelt seit 2013 BZ-Fahrzeugsysteme (inkl. Wasserstofftanks und verschiedener Anlagenteile). Kooperiert hier u.a. mit Toyota.

Unternehmen	Aktivitäten
Doosan Fuel Cell (South Windsor, CT)	Anbieter von BZ-Stromerzeugungsanlagen.
FuelCell Energy (Danbury, CT)	Anbieter, Entwickler und Betreuer von BZ-Kraftwerken als Reserve- und Grundlastkapazität. Europäische Produktionsstätte sitzt in Taufkirchen (Bayern).
General Motors (Detroit, MI)	Anbieter von BZ-Fahrzeugen, u.a. von Spezialfahrzeugen für Off-Road- und Militäreinsätze.
GTP (Global Tungsten & Powders Corp) (Towanda, PA)	Hersteller von Metallpulver und –Produkten, u.a. als Komponente für BZ-Technologien.
Gore Fuel Cell Technologies (Newark, DE)	Anbieter von Membrantechnologien (Membran-Elektroden-Anordnungen) für BZ-Systeme.
GTI (Des Plaines, IL)	Anbieter, Prüfer und Berater entlang der Wertschöpfungskette: H ₂ -Erzeugung durch SMR mit CCS, Speicherungs- und Verteilungsinfrastruktur; Beimischungsprojekte; BZ-Endanwendungen.
H2B2 USA (Sacramento, CA)	Entwickler und Betreiber von Elektrolyseuranlagen.
Honda (Torrance, CA)	Anbieter von BZ-Fahrzeugen, u.a. dem Honda Clarity Fuel Cell, und wasserstoffbasierter Hilfsstromversorgungstechnologie (Power Exporter 9000).
Hydrogenics (Mississauga, ON)	Großer Entwickler und Hersteller von Elektrolyseuren und BZ-Produkten.
Hyundai (Fountain Valley, CA)	Anbieter von BZ-Fahrzeugen, u.a. dem Hyundai NEXO.
Johnson Matthey Fuel Cells (West Chester, PA)	Anbieter von BZ-Komponenten für die Automobilindustrie und stationären BZ-Anlagen.
LG Fuel Cell Systems (North Canton, OH)	Forschung an und Kommerzialisierung von BZ-Kraftwerken bis zu 1 MW für die stationäre Stromerzeugung.
Linde North America (Murray Hill, NJ)	Hersteller und Lieferant von Gasen, u.a. Wasserstoff. Entwickler von H ₂ -Tankstellen.
Nissan (Franklin, TN)	Anbieter von BZ-Fahrzeugen.
Nel Hydrogen (Wallingford, CT)	Anbieter von Elektrolyseuren für Industrie- und Energiespeicherungsanwendungen; Entwickler von H ₂ -Tankstellen.
Nuvera Fuel Cells (Billerica, MA)	Entwickler von BZ-Technologien und BZ-Antriebssystemen, v.a. für mobile Anwendungen.
PDC Machines (Warminster, PA)	Anbieter von Kompressortechnologie für PtG-Anlagen und Wasserstofftankstellen.
Plug Power (Latham, NY)	Entwickler von BZ-Systemen als Ersatz für konventionelle Batterien in elektrisch betriebenen Anlagen und Fahrzeugen (z.B. Gabelstapler, Lieferfahrzeuge, Laster). Seit Fusion mit United Hydrogen auch Anbieter von Wasserstoff durch Elektrolyse und Purifizierung. Entwickler von Wasserstofftankstellen.
SGH2 Energy (Lancaster, CA)	Anbieter einer emissions-negativen H ₂ -Erzeugungstechnologie auf Grundlage jeder Art von Abfall (Plastik, Papier, Textilien, etc.).
Stratos Fuel (San Bernadino, CA)	Produzent und Anbieter von Grünwasserstoff. Entwickler von H ₂ -Tankstelleninfrastruktur.
Toyota (Torrance, CA)	Anbieter von BZ-Fahrzeugen, u.a. dem Toyota Mirai, der auch als Notstromkapazität für Haushalte dienen kann.

1.4 Förderprogramme

Die emissionsarme Produktion von Wasserstoff kann durch den kalifornischen Low Carbon Fuel Standard (LCFS – mehr dazu in Kapitel 1.5) gefördert werden. Zwischen März 2018 und Februar 2019 schwankte der Wert der LCFS-Zertifikate zwischen 122 und 190 USD/tCO₂ (Mallapragada et al. 2020). Obwohl der LCFS bislang nur wenige Investitionen auslöste, hat er das Potenzial, eine wichtige Fördermaßnahme zu werden. Ansonsten konnten, jenseits der Nebenwirkungen der Forschungsprogramme (siehe Kapitel 1.6), keine Förderprogramme für die Wasserstoffproduktion in den USA gefunden werden.

Für Anwendungen im industriellen Bereich existieren bislang keine Förderprogramme für Wasserstoffanwendungen. Für den Straßenverkehrssektor gibt es seit vielen Jahren in manchen Bundesstaaten und zwischenzeitlich auf föderaler Ebene Förderprogramme für Wasserstoffanwendungen, allerdings mit bislang sehr mäßigem Erfolg. Kalifornien z.B. will bis 2025 1,5 Mio. und bis 2030 5 Mio. Nullemissionsfahrzeuge (Zero Emission Vehicles, ZEV) auf die Straße bringen und fördert deshalb den Kauf von Batterie- und BZ-Fahrzeugen, den Aufbau von Wasserstofftankstellen und der Ladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge sowie die Produktion von emissionsfreiem Wasserstoff (CEC 2019, adelphi 2019b). Zehn weitere Bundesstaaten haben sich ZEV-Ziele gesetzt – darunter New York, Colorado und Massachusetts. Von der technologieneutralen ZEV-Förderung profitieren unter aktuellen und absehbaren Marktbedingungen fast ausschließlich batterieelektrische PKWs. Davon fahren heutzutage fast 100-mal mehr auf den Straßen als von BZ-Fahrzeugen.

Im Mittel- und Schwerlastverkehr haben mehrere große Unternehmen konkrete Pläne für den Einsatz von Wasserstoff bekanntgegeben und schon mehr als 14.000 BZ-LKW, u.a. vom US-Hersteller Nikola, bestellt. In Kalifornien müssen bis 2035 75% aller neuverkauften mittleren und schweren LKWs emissionsfrei sein, weshalb der Bundesstaat auch den Aufbau von BZ-LKW-Flotten fördert (CARB 25.06.2020). Im öffentlichen Nahverkehr wird an mehreren Orten der Einsatz von BZ-Bussen getestet und gefördert. Zudem entsteht in San Francisco die erste BZ-Fähre der USA (NREL 2020b).

1.5 Nachhaltigkeitsstandards

Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungen für die Wasserstoffproduktion befinden sich in den USA erst in der Entwicklung (FCHEA 2020, 81). Einzig in Kalifornien wurden bereits Nachhaltigkeitskriterien für das Wasserstoffangebot im Verkehrssektor festgelegt. Um die staatliche Förderung zum Ausbau von Wasserstofftankstellen zu erhalten, müssen Tankstellenbetreiber dafür sorgen, dass ein Anteil des verkauften Wasserstoffs aus Erneuerbaren Energien stammt. Anfang 2019 wurde der vorgeschriebene Anteil von 33% auf 40% erhöht (CARB2020a). Allerdings darf diese Anforderung auch lediglich mit EE-Zertifikaten (RECs) erfüllt werden. Da emissionsarmer Wasserstoff nicht hinreichend verfügbar ist, ist die Erfüllung der Anforderung durch RECs in der Regel auch der Fall (adelphi 2019b).

Viel wirkungsvoller dürfte mittelfristig der oben erwähnte Low Carbon Fuel Standard (LCFS) im kalifornischen Verkehrssektor werden. Der LCFS legt Emissionsintensitätsrichtwerte über den gesamten Lebenszyklus für die unterschiedlichen Wasserstoffarten fest (siehe Tabelle 2). Im LCFS-Zertifikathandelssystem müssen die Kraftstoffhändler den LCFS-Benchmark erreichen. Das können sie tun, indem sie emissionsarme Kraftstoffe vertreiben oder Zertifikate

einkaufen, die wiederum Produzenten erhalten, die Kraftstoffe mit einer niedrigeren Emissionsintensität als der Benchmark herstellen.

Tabelle 2: Emissionsintensitäts-Richtwerte nach dem kalifornischen LCFS

Fossile Kraftstoffe, Wasserstoff (H₂), Strom für den Straßenverkehr	gCO₂-eq /MJ
Strom aus 100% CO ₂ -freien Quellen	0,00
H ₂ (verdichtet) durch Elektrolyse mit CO ₂ -freiem Strom	10,5
Komprimiertes Erdgas aus der Pipeline (Durchschnitt)	79,2
LCFS-Benchmark für 2020	92,0
Durchschnittlicher Netzstrom (2020) für Transportanwendungen	93,8
H ₂ (verdichtet) aus SMR von erneuerbarem Biomethan aus Mülldeponien	99,5
Diesel	100,5
Benzin nach kalifornischem Standard (CARBOB)	100,8
H ₂ (verdichtet) aus SMR von Erdgas	117,7
H ₂ (flüssig) aus SMR von erneuerbarem Biomethan aus Mülldeponien	129,1
H ₂ (flüssig) aus SMR von Erdgas	150,9
H ₂ (verdichtet) durch Elektrolyse mit durchschnittlichem Netzstrom (2020)	164,5

Quelle: CARB 2020b, Table 7-1, Seite 114.

Bisher gibt es noch keine Emissionsintensitätsrichtwerte für blauen Wasserstoff, da in den USA keine solche Produktion existiert. Von allen Wasserstoffproduktionsarten konnte in 2020 nur Wasserstoff durch Elektrolyse auf Basis von CO₂-neutralen Energiequellen den politisch gesetzten, derzeitigen LCFS-Benchmark von 92 gCO₂-eq/MJ unterschreiten und somit handelbare Zertifikate erzeugen (CARB 2020b). Der sehr hohe Wert für Wasserstoff aus SMR von Erdgas zeigt, dass die Förderung von BZ-Fahrzeugen ökologisch, aber auch wirtschaftlich ins Leere läuft, solange der überwiegende Anteil des Wasserstoffs grau ist. Der noch höhere Wert für Wasserstoff durch Elektrolyse mit durchschnittlichem Netzstrom zeigt, dass selbst in Kalifornien die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien noch massiv ausgebaut werden müsste, bevor diese Art von Wasserstoff einen Vorteil gegenüber Diesel oder Benzin aufweisen könnte. Der Nachteil von BZ-Fahrzeugen gegenüber Elektrofahrzeugen, die Strom ohne die Energieverluste der Elektrolyse direkt aus dem Netz beziehen, kann künftig daher wahrscheinlich nicht ausgeglichen werden.

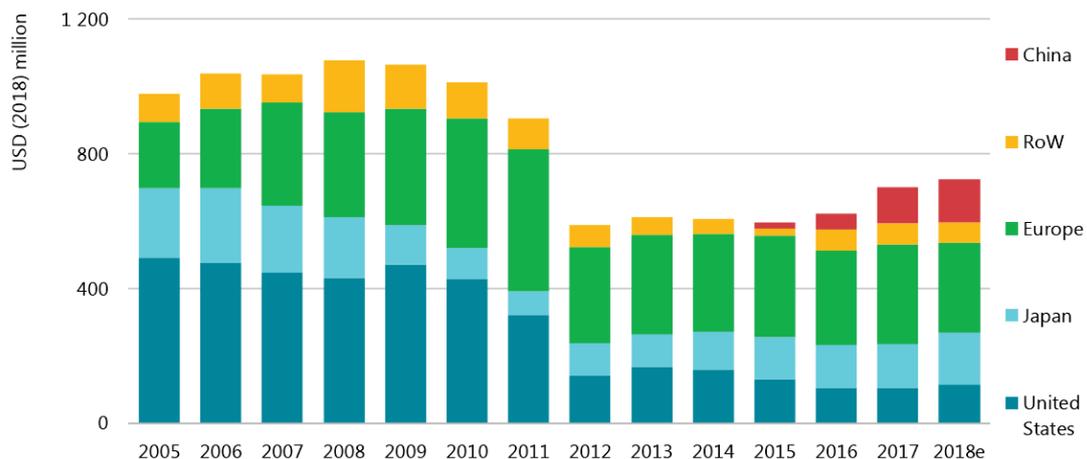
Abweichend von den in der Tabelle dargestellten Werten sind im kalifornischen LCFS individuelle Bewertungen für besondere Produktionsanlagen möglich. So wird z.B. eine Anlage, die grünen Wasserstoff durch Elektrolyse auf Basis von lokal erzeugtem Solarstrom herstellt, mit

einer Emissionsintensität von 0 gCO_{2-eq}/MJ bewertet. Alternative Verfahren mit Biomethan als Ausgangsstoff können auch deutlich niedrigere Emissionsintensitäten als das Standard-LCFS-Benchmark erzielen (CARB 2020c).²

Im Rahmen des LCFS können auch Raffinerien handelbare LCFS-Zertifikate erhalten, wenn sie synthetische Brennstoffe vollständig oder teilweise aus erneuerbarem Wasserstoff herstellen. Hierzu definiert die LCFS-Verordnung erneuerbaren Wasserstoff als *“hydrogen derived from (1) electrolysis of water or aqueous solutions using renewable electricity; (2) catalytic cracking or steam methane reforming of biomethane; or (3) thermochemical conversion of biomass, including the organic portion of municipal solid waste (MSW).”* (CARB 2020b).

1.6 Forschungsprogramme

Abbildung 2: Staatliche Forschungs- und Entwicklungsförderung für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (IEA 2019)



Quelle: IEA (2018) zitiert nach IEA (2019). Beinhaltet nationale Förderprogramme sowie Förderung durch die Europäische Kommission, aber nicht durch sub-nationale Regierungen. 2018e = geschätzt; RoW = Rest der Welt.

Im Jahr 2005 gaben die USA mehr als die Hälfte der weltweiten F&E-Gelder für Wasserstoff- und BZ-Technologien aus. Zu Beginn der 2010er Jahre wurden diese Programme in den USA sehr stark gekürzt. 2018 lag der US-Anteil nur noch etwa bei einem Fünftel (IEA 2019, siehe Abbildung 2). Insgesamt wurden zwischen 2016 und 2019 im Rahmen des „Hydrogen and Fuel Cells Program“ Fördermittel i.H.v. nur noch rund 515 Mio. USD für F&E-Vorhaben für Wasserstoff- und BZ-Technologie vergeben – im Durchschnitt weniger als 130 Mio. USD pro Jahr (DoE 2020d).

Auf föderaler Ebene wird die Wasserstoffforschung und -Entwicklung durch das technologie-neutrale „Hydrogen and Fuel Cells Program“ des DoE gefördert. Dieses Programm wird unter Beteiligung dreier Abteilungen des DoE geführt: Office of Fossil Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) und Office of Nuclear Energy. Der Fokus der letzten Jahrzehnte lag dabei vor allem auf BZ-Technologien und der Wasserstoffproduktion auf Basis

² Im Rahmen des LCFS können CCS-Anlagen unter bestimmten Bedingungen Kredite erhalten, die allerdings von keinem der vier existierenden CCS-Anlagen in Kalifornien erzielt werden (EFI 2020).

fossiler Energieträger mit oder ohne CCS (DoE 2020a). In den letzten Jahren wurden aber auch vermehrt F&E-Vorhaben sowie Demonstrationsprojekte zur klimaneutralen Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse unterstützt. Dabei spielt sowohl Strom aus Erneuerbaren Energien als auch aus Kernkraft eine Rolle.

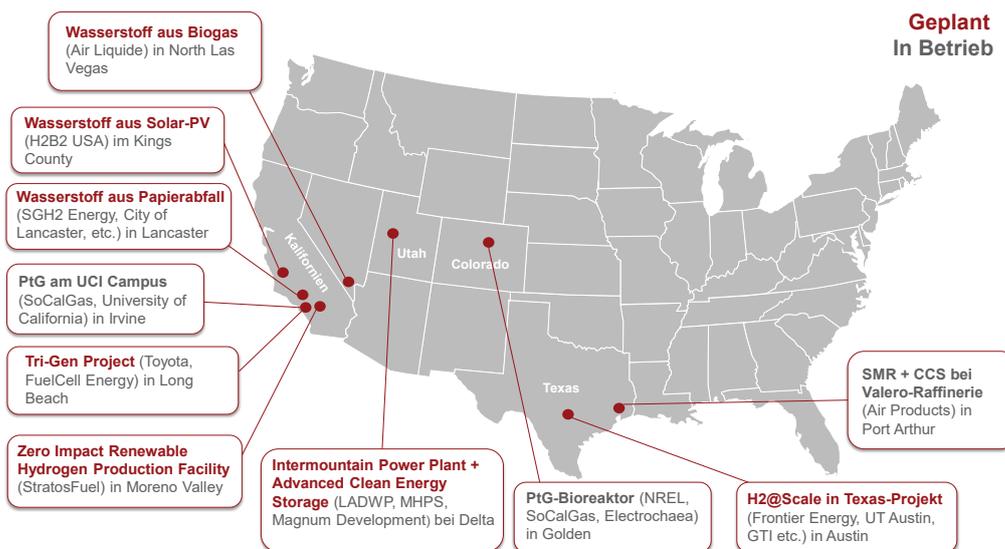
In 2016 hat das DoE die H2@Scale Initiative begonnen, um das Potenzial für eine großskalige Wasserstoffproduktion und -Nutzung zu untersuchen. H2@Scale wird in enger Zusammenarbeit mit dem National Renewable Energy Laboratory (NREL) und anderen nationalen Forschungs-Labs umgesetzt (DoE 2020c). Die H2@Scale Initiative ist technologie-neutral und legt keinen speziellen Fokus auf Grünwasserstoff.

Auf bundesstaatlicher Ebene fördert vor allem die California Energy Commission (CEC) Wasserstoff- und BZ-Forschung an der University of California, Irvine (UCI). Die Forschung im renommierten „Advanced Power & Energy Program“ (APEP) und National Fuel Cell Research Center der UCI erstreckt sich von der Grundlagenforschung über den Systemeinsatz bis hin zu wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen (UCI APEP 2020). Im Juni 2020 hat das UCI APEP eine Roadmap für den Aufbau einer Grünwasserstoffwirtschaft in Kalifornien veröffentlicht, die durch das Clean Transportation Programm der CEC gefördert wurde (Reed et al. 2020). Auch an der University of Texas in Austin wird vielfältige Wasserstoffforschung, u.a. in Zusammenarbeit mit der H2@Scale Initiative des DoE, betrieben (UT 2020b).

Im folgenden Kapitel werden sieben Demonstrationsprojekte in den USA für grünen Wasserstoff und das Einzige für blauen Wasserstoff kurz beschrieben.

1.7 Demonstrationsprojekte

Abbildung 3: Demonstrationsprojekte für grünen und blauen Wasserstoff



Eigene Darstellung, basierend auf FCHEA (2020), CEC (2019), Utility Dive (21.05.2020), Recharge (11.03.2020), FuelCellsWork (05.03.2020), NREL (22.08.2019), Air Liquide (08.10.2019), IEAGHG (2018), UT (2020a).

Abbildung 3 zeigt eine Auswahl der Pilotprojekte zur emissionsarmen Wasserstoffproduktion in den USA. In Betrieb sind erst wenige kleine Forschungsprojekte mit sehr niedrigen Elektrolyse-Kapazitäten (insg. unter 1 MW), aber es werden derzeit einige Projekte mit deutlich höheren Kapazitäten entwickelt (vgl. IEA 2020). Nachfolgend werden einige kurz beschrieben.

In Kalifornien wurde 2017 an der University of California (UCI) in Irvine in Zusammenarbeit mit Kaliforniens größtem Gasversorger, SoCalGas, das landesweit erste Demonstrationsprojekt für die Herstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse und die anschließende Beimischung in das Erdgasnetz fertiggestellt (FCHEA 2020; PRNewswire 30.03.2017). Im Rahmen ihres „Clean Transportation Program“ fördert die California Energy Commission (CEC) zwei Projekte mit jeweils 4 Mio. USD. In Moreno Valley baut StratosFuel in Zusammenarbeit mit Hydrogenics eine Anlage mit einer Kapazität von 5.000 kg/Tag, um Grünwasserstoff aus Windkraft herzustellen. Zudem entwickelt H2B2 USA im Kings County eine Elektrolyse-Anlage mit einer Kapazität von 1.000 kg/Tag, die lokal erzeugten Solarstrom beziehen soll (CEC 17.10.2018; CEC 2019).

Das Unternehmen SGH2 Energy entwickelt zusammen mit der Stadt Lancaster eine neuartige Produktionsanlage mit der Plasma-Heating-Technologie, die ab 2023 jährlich 40.000 Tonnen Papierabfall verarbeiten und bis zu 3.800 Tonnen Wasserstoff produzieren soll, mit dem Wasserstofftankstellen beliefert werden sollen. Der produzierte Wasserstoff soll laut dem beteiligten Berkeley Lab mit grauem Wasserstoff konkurrenzfähig sein und mehr CO₂ einsparen, als bisherige Grünwasserstofftechnologien (Business Wire 20.05.2020, Utility Dive 21.05.2020)

Im Hafen von Long Beach entwickeln Toyota und FuelCell Energy das sog. Tri-Gen Projekt, in dem Strom und Wasserstoff aus landwirtschaftlichen Abfällen von naheliegenden Molkeereien produziert werden soll. Das neuartige BZ-Kraftwerk soll neben Strom bis zu 1,2 Tonnen klimaneutralen Wasserstoff produzieren, den Toyota für die Betankung eigener BZ-LKW und -PKW am Standort nutzen will (FuelCellsWork 05.03.2020; Toyota 01.12.2017)

In Utah wird erstmals ein Kohlekraftwerk mit einer Kapazität von 1.800 MW zu einem Gas- und später Grünwasserstoffkraftwerk umgerüstet. Projektpartner sind das Los Angeles Department of Water and Power (LADWP) sowie Mitsubishi Power und Magnum Development. Ab 2025 soll das neue Gaskraftwerk (840 MW) zu 30%, bis 2045 zu 100% mit Grünwasserstoff betrieben werden. Der Wasserstoff hierfür soll im benachbarten „Advanced Clean Energy Storage“ (ACES)-Projekt durch Elektrolyse produziert und in unterirdischen Salzkavernen zwischengespeichert werden. Durch die Kombination aus Wasserstoffkraftwerk, 1-GW-Elektrolyse und riesigen Speicherkapazitäten will Los Angeles dem Ziel näherkommen, seine Stromversorgung bis 2045 auf 100% klimaneutrale Energien umzustellen (Utility Dive 31.05.2019, Recharge 11.03.2020).

In Colorado haben SoCalGas, Electrochaea und NREL den landesweit ersten skalierbaren Power-to-Gas-Bioreaktor zur Methanherstellung entwickelt und in 2019 zu Demonstrationszwecken in Betrieb genommen. In der Anlage am NREL-Standort in Golden wird Grünwasserstoff aus erneuerbarem Strom produziert. Dieser wird anschließend zusammen mit überschüssigem CO₂ aus Industrieprozessen von Mikroorganismen in klimaneutrales Methan umgewandelt und dem Gasnetz beigemischt. Die Gesamteffizienz des Prozesses liegt zwischen 50-60% (Sempra 13.08.2019; NREL 22.08.2019)

In Nevada, bei Las Vegas, baut Air Liquide eine der weltweit größten Anlagen zur Produktion von emissionsarmem Wasserstoff aus Biogas und Erdgas (SMR). Die Anlage soll ab 2022 bis zu 30 Tonnen flüssigen Wasserstoff pro Tag für kalifornische Wasserstofftankstellen produzieren und so dazu beitragen, dass diese den staatlich vorgeschriebenen erneuerbaren Wasserstoffanteil von derzeit 40% einhalten können (Air Liquide 08.10.2019, CARB 2020a).

In Texas betreibt der Industriegashersteller Air Products seit 2013 die einzige industrielle Anlage zur Produktion von blauem Wasserstoff via SMR und CCS in den USA. Der ausführliche Projektbericht der IEA enthält keine Angaben über die Produktionskosten. Das CCS-Projekt an der Valero Raffinerie in Port Arthur scheidet jährlich circa 1 Mio. Tonnen CO₂ ab, das anschließend für die tertiäre Ölgewinnung („Enhanced Oil Recovery“, EOR) verwendet wird, was die Klimabilanz in Frage stellt (IEAGHG 2018, Randolph et. al. 2017). In Austin entwickeln seit 2020 Frontier Energy, GTI und die University of Texas (UT) ein industrielles Pilotprojekt, das Wasserstoff sowohl via Elektrolyse, als auch via SMR von Biogas aus einer Mülldeponie produzieren wird. Der Wasserstoff wird anschließend genutzt, um Teile der UT durch eine Brennstoffzelle mit Strom zu versorgen und Wasserstofffahrzeuge zu betanken (UT 2020a).

2. Bisherige Wasserstoffdebatte in den USA

2.1 Wasserstoffpolitik auf föderaler Ebene – von Carter bis Trump

Der Begriff der *Hydrogen Economy* stammt aus den USA. Er wurde in den frühen 1970er Jahren von einem Chemieprofessor an der University of Pennsylvania, John O'Mara Bockris, geprägt (Barbir 2005) und vom US-Amerikanischen Visionär Jeremy Rifkin popularisiert und als Alternative zu zentralisierten kapitalistischen Strukturen politisiert (Rifkin 2002). Rifkin baute auf Visionen von u.a. Amory Lovins, einem US-Amerikanischem Gründungsvater der Energiewende, Erfinder des Begriffs Negawatts, Mitgründer des Rocky-Mountains Institute und Berater des demokratischen US-Präsidenten Carter auf. Amory Lovins und der US-amerikanische Umweltschützer Paul Hawken schufen die marktwirtschaftliche Vision eines „Natural Capitalism“, der das natürliche und soziale Kapital angemessen bewertet. Kernelement dieser Vision war eine dezentrale Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien. Zentrale Anwendungsbereiche waren hier der Gebäudesektor und Straßenverkehr (Hawken et al. 1999, Meadows 1999).

Nicht viel später stieß Wasserstoff auch auf Unterstützung in konservativen Kreisen. So kündigte Präsident G.W. Bush in seiner *State of the Union* Rede in 2003 ein 1,2 Mrd. USD schweres Forschungsprogramm mit der Vision an, dass das erste Auto der damals neugeborenen Kinder durch Brennstoffzellen angetrieben werde (Romm 2004; National Academy of Sciences 2004). Zwar sind BZ-PKW in den USA heutzutage immer noch äußerst selten (siehe Kapitel 1.2) und sehr teuer, jedoch hält die Fokussierung auf den Straßenverkehr in der öffentlichen Wasserstoffdebatte bislang weiter an (New York Times, 11.11.2020).

Die Haupttreiber des „Wasserstoff-Hypes“ der frühen 2000er Jahre (Romm 2004) waren die angestrebte Verringerung der Energieimportabhängigkeit, der Klimaschutz und die Luftreinhaltung. Ab Anfang der 2010er Jahre schwand dann das politische Interesse an Wasserstoff, was sich auch in der starken Kürzung des Forschungsbudgets widerspiegelt (siehe Kapitel 1.6). Das lag insbesondere an den niedrigen Öl- und Gaspreisen in Folge der Schiefer-Revolution, wodurch die Energieimportabhängigkeit ihre Bedeutung als Treiber für eine nationale Wasserstoffpolitik verlor. Ab Mitte der 2010er Jahre wurden die Marktaussichten für Wasserstoffanwendungen im Straßenverkehr durch die sichtbar werdende Überlegenheit der Batterie-PKWs gegenüber BZ-PKWs weiter geschwächt.

Unter Präsident Obama setzten sich die USA anspruchsvolle Klimaziele und unterzeichneten das Pariser Abkommen. Öffentliche Forschungsinstitute entwickelten erste Visionen für eine weitgehende Dekarbonisierung der US-Wirtschaft (siehe Kapitel 2.3). Da Klimaneutralität noch nicht auf der Agenda war, war der Handlungsdruck in den schwer zu elektrifizierenden Sektoren noch nicht so stark. Wasserstoff spielte in den Visionen dieser Zeit daher eine eher marginale Rolle, weiterhin mit Fokus auf den Straßenverkehr. Unter Präsident Trump verloren Klimaschutz und Luftreinhaltung dann stark an Bedeutung für die föderale Regierung. So leistete die Trump-Administration starke Unterstützung für die Fossilindustrie, baute Umwelt- und Klimaauflagen massiv ab, verschlechterte den Rahmen für den EE-Ausbau und trat aus dem Pariser Abkommen aus.

Nichtsdestotrotz blieben der Klimaschutz und die Energiewende für viele Mitarbeitende in den einschlägigen Instituten und DoE-Abteilungen sowie in etlichen Bundesstaaten weiterhin wichtig. So konnte das dem DoE untergeordnete National Renewable Energy Laboratory (NREL)

das aus einer Initiative aus der Obama-Zeit hervorgegangene „H2@Scale“-Programm fortsetzen (NREL 2016, siehe auch Kapitel 1.6). Auch unter der Trump-Administration wurden Wasserstoffprogramme mit Budgets in Höhe von mehreren hundert Millionen USD weitergeführt. Aus Gründen der politischen Opportunität werden in vielen offiziellen Dokumenten des H2@Scale-Programms aus den Trump-Jahren Klimawandel oder Klimaschutz nicht einmal erwähnt. Vielmehr werden die Resilienz des Stromsektors, Innovationen und die Industrie- und Wirtschaftspolitik als Treiber genannt (DoE 2020b, DoE 2020c).

Im Sommer 2020 veröffentlichte das Office of Fossil Energy des DoE eine Forschungs- und Entwicklungsstrategie, die Technologien für die Produktion, Speicherung, Verteilung und den Einsatz von ausschließlich fossil-basiertem Wasserstoff voranbringen soll (DoE 2020a). Das Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) des DoE wurde unter Trump erheblich geschwächt und musste seine Aktivitäten an die klimaskeptische und fossilfreundliche Haltung der Trump-Administration anpassen. So wie viele andere föderale Agenturen und Institute, musste auch das traditionsreiche, dem EERE unterstellten NREL umfassende Energieszenarien (auch Wasserstoffstudien) veröffentlichen, in denen der Begriff Klimawandel gar nicht auftaucht und auch vom Studiendesign weitgehend ignoriert wird (NREL 2018, NREL 2020a, NREL2020b – siehe auch Kapitel 3). Jedoch enthalten diese Studien wichtige Elemente für die Fortsetzung der Wasserstoffdebatte unter den neuen politischen Bedingungen. Manche dieser Elemente werden im Kapitel 3 in Bezug auf die Produktionspotenziale, Produktionskosten und die Nachfrageszenarien dargestellt. Die Aussichten für die Weiterentwicklung der Wasserstoffpolitik in den USA unter Biden und darüber hinaus werden in Kapitel 4 diskutiert.

2.2 Klimaziele der Bundesstaaten

Viele US-Bundesstaaten nutzen ihre weitgehenden Zuständigkeiten in der Energie- und Klimapolitik, um einen deutlich progressiveren Kurs als die föderale Regierung zu fahren. So sind insbesondere nach 2018 die Ambitionen bei den Klima- und EE-Zielen vieler Bundesstaaten stark gewachsen. Mittlerweile haben 22 von 50 US-Bundesstaaten sowie die Bundeshauptstadt Washington D.C. offiziell bekanntgegeben und teilweise sogar gesetzlich verankert, ihre THG-Emissionen bis 2050 sektorenübergreifend um 80% bis 100% zu reduzieren (gegenüber 1990, 2005 oder 2006) (siehe Abbildung 4). Diese Bundesstaaten machen zusammen mit Washington D.C. über 50% des BIP der USA aus.

Das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 haben Hawaii (Zielsetzung im Jahr 2018), New York (2019) und Nevada (2019) bereits gesetzlich festgelegt. In Massachusetts wird der Gesetzgebungsprozess hierzu voraussichtlich Anfang 2021 abgeschlossen sein. In Washington D.C. (2017), Maine (2019), Montana (2019), North Carolina (2019), Louisiana (2020), Michigan (2020), New Jersey (2020) und Washington State (2020) wurden Klimaneutralitätsziele entweder durch eine Direktverfügung (executive order) gesetzt oder offiziell verkündet. Kalifornien (2018) und Virginia (2020) wollen das Ziel der Klimaneutralität sogar schon bis 2045 erreichen.

Sektorenübergreifende Klimaziele für 2050 im Bereich von 80-95% haben außerdem folgende Staaten gesetzlich (*oder per Direktverfügung) festgelegt: Colorado, Connecticut, Maryland, Minnesota, New Hampshire*, Oregon, Pennsylvania*, Rhode Island und Vermont. Zudem haben sich einige andere Staaten, darunter Illinois, das Ziel gesetzt, ihren Stromsektor bis spätestens 2050 vollständig zu dekarbonisieren.

Darüber hinaus haben in den USA in den vergangenen Jahren neben den Bundestaaten eine zunehmende Anzahl von nichtstaatlichen Akteuren die Initiative beim Klimaschutz ergriffen. So verschrieben sich hunderte Unternehmen, nahezu alle US-Großstädte, aber auch viele Universitäten und Glaubensgemeinschaften im Bündnis „We are still in“ der Trump-Administration zum Trotz weiterhin dem Pariser Abkommen (We are still in 2020). Dazu haben viele große Unternehmen mittlerweile eigene Klimaneutralitätsziele verkündet, auch wenn konkrete Umsetzungspläne meist fehlen (Iaconangelo 2020).

2.3 Die Rolle von Wasserstoff in US-Dekarbonisierungsszenarien

Die föderale Regierung unter Präsident Biden sowie mehrere US-Bundesstaaten werden in naher Zukunft eine Reihe von Strategien und Plänen zur Erreichung ihrer ambitionierten Klimaziele erarbeiten müssen. Im Folgenden wird die Rolle von Wasserstoff in vier einflussreichen Dekarbonisierungsstudien beschrieben, die zwischen 2014 und 2020 durch Forschungseinrichtungen, Regierungsbehörden und Umweltverbände herausgegeben wurden. Diese Betrachtungen dienen als zusätzliche Grundlage für die Analyse der Aussichten für Wasserstoff in den USA in Kapitel 4.

Das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung ist in den USA bislang mitnichten eine Selbstverständlichkeit, oder auch nur ähnlich breit akzeptiert wie in Europa. Jedoch ist auch in den USA Klimaschutz der zentrale Treiber für eine mögliche Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff. Dass Wasserstoff ohne Klimaziele keine wesentliche Rolle spielen würde, zeigen auch die Ergebnisse von Business-As-Usual Energieszenarien. Zum Beispiel geht das Referenzszenario der Energy Information Administration (EIA) des DoE von Januar 2020 davon aus, dass die Förderung fossiler Energieträger bis 2050 noch wesentlich steigen und die energiebedingten CO₂-Emissionen in 2050 nur minimal unter dem sehr hohen Niveau von 2019 liegen werden. In diesem Szenario fällt Wasserstoff als Energieträger kaum ins Gewicht (EIA 2020b).

„Deep Decarbonization“ bezieht sich in der bisherigen USA-Debatte bereits auf das Ziel der Obama-Administration, die THG-Emissionen der USA bis 2050 um 80% im Vergleich zu 2005³ zu reduzieren (siehe z.B. The White House 2016). Anders als in Deutschland sehen Dekarbonisierungsstudien in den USA oft auch große Anteile von Kernkraft und fossiler Energieerzeugung mit CCS vor. Unter diesen Bedingungen ist der Einsatz erheblicher Mengen von klimaneutralem Wasserstoff oder seinen Folgeprodukten zur Dekarbonisierung bestimmter Industrieprozesse weniger unverzichtbar als in Szenarien, die die Klimaneutralität ausschließlich oder überwiegend mit Erneuerbaren Energien erreichen.

Das klimapolitische Vermächtnis der Obama-Administration wird von der *Mid-Century Strategy for Deep Decarbonization* verkörpert, die das Weiße Haus im November 2016 kurz vor der Amtsübergabe an Trump veröffentlichte. In diesem ausführlichen Ausblick wird Wasserstoff nur am Rande erwähnt. So könne er neben Biomasse eine wichtige, aber nicht näher beschriebene Rolle in der Luftfahrt, im Langstrecken-Güterverkehr und einigen industriellen Prozessen spielen. PKW-Anwendungen werden auch erwähnt, ohne Priorisierung im Vergleich zu Batterie-PKWs. Als F&E-Schwerpunkte für Wasserstoff werden Erzeugung (ohne

³ Die THG-Emissionen der USA waren in 2005 15% höher als in 1990. Dieses Ziel entspricht also einer Reduktion von 77% im Vergleich zu 1990, das übliche Referenzjahr für die EU und für den UNFCCC-Prozess, der allerdings den einzelnen Staaten Flexibilität in Bezug auf die Referenzjahre gestattet.

Präferenzen für die Energiequellen), BZ-Technologie, Fahrzeuge, Speicher, aber keine Industrieanwendungen benannt (The White House 2016).

Eine frühere „Deep Decarbonization“ Studie eines Bündnisses von privaten und öffentlichen Forschungsinstituten arbeitet mit demselben 80%-Klimaziel und sieht in bestimmten Szenarien eine wesentliche Rolle für Wasserstoff. Dieser könne bis zu 12% des Endenergiebedarfs decken und sowohl durch Elektrolyse als auch durch SMR + CCS produziert werden (Williams et al. 2014). Zur Anwendung kommt Wasserstoff v.a. im Straßenverkehr, mit einem Anteil von bis zu 55% im PKW-Verkehr und 40% im LKW-Verkehr. Zudem wird bis zu 7% Wasserstoff in Methanetze beigemischt. Im Stromsektor wird ein Großteil der Regelenergie durch Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Gase bereitgestellt. In der Industrie selbst spielt Wasserstoff hingegen kaum eine Rolle.

In diesen beiden älteren Dekarbonisierungsstudien spielt Wasserstoff vor allem im Straßenverkehr eine wichtige Rolle, einschließlich für PKWs. Sie gehen von einer klimaneutralen Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse oder aus Erdgas mit CCS aus, ohne weitere Angaben über die jeweiligen Anteile, Kosten und tatsächlichen Emissionen zu machen (Williams et al. 2014, The White House 2016). Hingegen sind manche neueren Studien aus den USA näher am aktuellen deutschen Wasserstoffdiskurs, sowohl hinsichtlich der Anwendungsbereiche – mit einem größeren oder gar ausschließlichen Fokus auf den Industriesektor und einer Vernachlässigung des Straßenverkehrs – als auch hinsichtlich der Wasserstofferzeugung, die vorwiegend oder ausschließlich auf Erneuerbaren Energien durch Elektrolyse beruht (NRDC 2017, Energy Innovation 2020).

Eine Studie vom einflussreichen Umweltverband NRDC will zeigen, wie die USA das unter Obama anvisierte 80%-Klimaziel viel preiswerter erreichen könnten als bislang angenommen und daher auch ambitioniertere Klimaziele verfolgen können (NRDC 2017). Die Vision ist insgesamt näher am deutschen energiepolitischen Diskurs: 88% der THG-Minderung erfolgen durch Energieeffizienz, Erneuerbare Energien und Elektrifizierung. Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Gase werden in Anwendungen benutzt, die nicht oder nur schwer zu elektrifizieren sind. Anders als es im US-Diskurs üblich ist, spielt Wasserstoff im Straßenverkehr keine Rolle. Die Szenarien sind zwar in Bezug auf „Zero Emission Vehicles“ prinzipiell technologie-neutral, aber im Ergebnis spielen BZ-Fahrzeuge auch im LKW-Bereich nur eine kleine Rolle. Dafür gibt es ein kleines Segment von LNG-LKWs mit wasserstoffbasiertem LNG.

Eine neuere Studie des Think Tanks Energy Innovation, die als Modellierungsgrundlage für den Bericht des von den Demokraten kontrollierten Ausschusses des Repräsentantenhauses zur Klimakrise diente, visiert das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 an und sieht eine maßgebliche Rolle für Wasserstoff bei der Dekarbonisierung von Industrieprozessen vor (Energy Innovation 2020). Allein dadurch sollen bis 2050 Emissionsminderungen in der Höhe von 15-18% erreicht werden. Wasserstoff spielt keine Rolle im PKW-Verkehr, jedoch eine relevante im LKW-Verkehr. Hier machen Wasserstoff-LKWs die Hälfte der Zulassungen in 2050 aus, Elektro-LKWs die andere Hälfte. Der Wasserstoff wird ausschließlich durch Elektrolyse hergestellt.

3. Potenziale: Produktion, Kosten und Nachfrage

In diesem Kapitel werden verschiedene Szenarien und Studien zu den Produktionspotenzialen für grünen (3.1) und blauen Wasserstoff (3.2), den Produktionskosten mit besonderem Fokus auf Grünwasserstoff (3.3) und schließlich der erwarteten Nachfrage in den USA analysiert.

Ein zentrales Element dieses Kapitels ist Tabelle 3 im Kapitel 3.1. Diese zeigt, dass die USA das Potenzial haben, ihren gesamten Energiebedarf mit Erneuerbarem Strom und Grünwasserstoff zu decken und darüber hinaus erhebliche Mengen an Grünwasserstoff zu exportieren. In Kapitel 4 werden die (geo)politischen Implikationen dieser Feststellung diskutiert. Darauf aufbauend werden in Kapitel 5 die Kooperationspotenziale für Deutschland aufgezeigt.

3.1 Produktionspotenzial: Grünwasserstoff

Die USA verfügen über außergewöhnlich preisgünstige und umfangreiche Solar- und Windressourcen. Finanz- und Industrieexperten zählen die USA zu den weltweit am besten mit EE-Ressourcen ausgestatteten Ländern (BNEF 2020, Hydrogen Council 2020). Im internationalen Vergleich schneiden die USA auch hinsichtlich weiterer Faktoren sehr gut ab, die sich auf die Aussichten für einen schnellen Ausbau der Grünwasserstoffproduktion auswirken: geringe Bevölkerungsdichte und Biodiversität in Regionen mit hohen EE-Ressourcen, niedrige Kapitalkosten, gute Infrastruktur, die Verfügbarkeit hoch qualifizierter Arbeitskräfte und sehr gute allgemeine Bedingungen hinsichtlich der „Ease of Doing Business“. Negativ wirken nur der große politische Einfluss der fossilen Industrie und der fehlende parteiübergreifende Konsens für Klimapolitik, was bislang dazu geführt hat, dass weder auf föderaler Ebene noch in den Bundesstaaten eine auf Klimaschutz fokussierende Wasserstoffstrategie verabschiedet wurde (adelphi et al. 2019b).

Auch die geologischen Bedingungen für die Speicherung von Wasserstoff sind in Schlüsselregionen der USA besonders günstig. Die USA – und spezifisch auch Regionen mit sehr hohen Wind- und Solarpotenzialen und mit bereits bestehender Wasserstoffinfrastruktur wie Texas – verfügen über eine Vielzahl an Salzkavernen. Diese gelten als die bei weitem günstigste Möglichkeit, große Mengen an Wasserstoff über längere Zeiträume zu speichern (Hévin 2019, Speight 2019, BNEF 2020).

Der Wasserverbrauch, der für eine großskalige Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse notwendig wäre, ist im Vergleich zum allgemeinen Wasserverbrauch in den USA insgesamt gering. Laut der Studie „Resource Assessment for Hydrogen Production“ des National Renewable Energy Laboratory (NREL) von Juli 2020 würde die zusätzliche Produktion von 10 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr durch Elektrolyse aus Windstrom weniger als 0,03% des derzeitigen US-Süßwasserbrauchs benötigen. Dabei sind die Süßwassereinsparungen nicht berücksichtigt, die sich aus der durch Grünwasserstoff ermöglichten Reduktion der Förderung und Verarbeitung von fossilen Energieträgern ergeben würde. Allerdings befinden sich viele Regionen mit sehr guten Wind- und Solarressourcen in besonders trockenen Gebieten, weswegen NREL vorschlägt, mögliche lokale Restriktionen hinsichtlich des Wasserverbrauchs näher zu untersuchen (NREL 2020a).

Tabelle 3 veranschaulicht, dass die USA schon mit einem relativ geringen Anteil ihres EE-Potenzials ihren gesamten Endenergieverbrauch langfristig decken könnten. Übrig bleibt dabei ein erhebliches Potenzial, insbesondere für Windkraft und Solarenergie. Damit könnten die USA große Mengen an Grünwasserstoff in andere Länder wie Deutschland exportieren, die über weniger großzügige EE-Ressourcen verfügen.

Die Daten zum technischen Potenzial in der dritten Zeile von Tabelle 3 stammen aus der bereits benannten NREL-Studie (NREL 2020a). Diese können nicht addiert werden, weil Inkompatibilitäten bei der Nutzung der gleichen Fläche für mehrere EE-Ressourcen nicht berücksichtigt werden. Vielmehr stellen diese Werte die technischen Potenziale der einzelnen EE-Ressourcen dar. Berücksichtigt wurden aber Restriktionen hinsichtlich Naturschutz, alternativer Landnutzungen, Topographie und technischer Leistungsfähigkeit. Insgesamt erscheinen diese Restriktionen für Wind und Solar rigoros, wie auch der Vergleich zwischen Abbildung 10 und 11 im Annex zeigt. Bei Geothermie und Wasserkraft, das auch Meeresenergie einschließt, wird teils auch die Nutzung von Technologien einkalkuliert, die sich noch in der Entwicklung befinden.⁴

Um 10 Mio. Tonnen (Mt) Wasserstoff (im Folgenden: H₂) durch Elektrolyse zu produzieren, nimmt NREL (2020a) einen Strombedarf in Höhe von 513 TWh/Jahr an. Das basiert auf der Annahme, dass die Effizienz des Herstellungsprozesses (Elektrolyse, Kompression) im Jahr 2050 65% beträgt. 10 Mt H₂/Jahr entsprechen der derzeitigen „on-purpose“ H₂-Produktion in den USA (siehe Kapitel 1). Wie in der fünften Zeile von Tabelle 3 sichtbar wird, berechnet NREL (2020a), dass die Produktion von 10 Mt H₂/Jahr nur 0,2% des Solarpotenzials oder 1,4% des Windpotenzials beanspruchen würde. In den folgenden Zeilen von Tabelle 3 wird die gleiche Berechnung für eine Produktionsmenge von 41 Mt H₂ /Jahr veranschaulicht, dem höchsten H₂-Nachfragewert aus fünf NREL-Nachfrageszenarien, die ein ökonomisches Gleichgewicht zwischen H₂-Nachfrage und H₂-Angebot modellieren (NREL 2020b). Die 41 Mt H₂ /Jahr sind also keine Prognose, sondern dienen hier vielmehr als großzügige (und daher für die Einschätzung des US-Exportpotenzials konservative) Annahme, die einen oberen Wert der realistisch denkbaren H₂-Nachfragemenge in den USA in 2050 darstellt (mehr dazu im Kapitel 3.3).

In den letzten drei Zeilen von Tabelle 3 wird veranschaulicht, welcher Anteil des EE-Potenzials notwendig wäre, um nicht nur die 41 Mt H₂ /Jahr zu produzieren, sondern auch den gesamten Endenergieverbrauch der USA in 2050 klimaneutral und ohne Nutzung von fossilen Energien und Kernkraft zu decken. Unter der Annahme, dass der Endenergieverbrauch pro Kopf in den USA bis 2050 so hoch sein wird wie im Jahr 2019 in Deutschland, ergibt sich in einer vereinfachten Rechnung ein gesamter jährlicher Endenergieverbrauch von 10.654 TWh pro Jahr.⁵ Diese Strommenge kann durch Nutzung von 4% des von NREL berechneten Solarenergiepotenzials erzeugt werden. Oder beispielsweise durch eine Kombination von 2% des Solarpotenzials und 14% des Windpotenzials. Selbstverständlich ist nicht anzunehmen, dass die anderen EE-Ressourcen ungenutzt bleiben. Nimmt man beispielsweise an, dass jährlich 1.500

⁴ Vollständig ausgeschlossen werden zum Beispiel bei Onshore-Wind u.a alle Gebiete mit einem Abstand von weniger als 3 Kilometern von Siedlungen, Feuchtgebiete, alle föderalen Naturschutzgebiete jeglicher Art, Erholungsgebiete, landschaftlich reizvolle Gebiete, Gebiete mit hoher Biodiversität, Gedenkstätten, Flughäfen, sowie alle Hänge steiler als 20%. Zu 50% ausgeschlossen werden u.a. Wälder ohne besonderen Schutzwert und militärische Gebiete (Maclaurin et al 2019). Für Offshore-Wind wurde im Vergleich zu vorigen Studien das Potenzial um 60% auf 7.200 TWh/Jahr herabgestuft, um eine Reihe neuer Restriktionen zu berücksichtigen. Manche Experten finden, dass das Offshore-Wind-Potenzial jetzt unterschätzt wird (Piria 2020). Für Photovoltaik sind die Restriktionen teils strikter, zum Beispiel werden alle Arten von Wäldern vollständig ausgeschlossen sowie auch alle Hänge steiler als 5%. Wasser schließt Wasserkraft und Meeresenergie mit ein, wobei die letztere den größten Teil des Potenzials darstellt, das aber zum großen Teil von der Entwicklung, breiten Anwendung und Akzeptanz neuer Technologien abhängt. Ähnlich bei Geothermie: das größte Teil des Potenzials wäre nur mit „Enhanced Geothermal Systems“ nutzbar, die sich heute allerdings noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden (NREL 2020a).

⁵ Diese vereinfachte Berechnung setzt voraus, dass die gesamte Energienachfrage entweder direkt durch Strom oder durch mit Strom produziertem Wasserstoff gedeckt wird. Einschränkungen werden weiter unten in diesem Kapitel diskutiert.

Tabelle 3: Potenziale zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs der USA mit Erneuerbarem Strom und Grünwasserstoff

		Solar	Wind	Wasser	Geothermie	Biomasse
Stromerzeugung 2019		107 TWh	295 TWh	288 TWh	16 TWh	58 TWh
% an Gesamtstromerzeugung 2019		2,6%	7,1%	6,9%	0,4%	1,4%
Technisches Potenzial	Pro Jahr	260.000 TWh	38.000 TWh	2.500 TWh	25.000 TWh	800 Mt
Nötig für 10 Mt H ₂ /Jahr	Absolut	513 TWh				143 Mt
	% des Potenzials	0,2%	1,4%	20,5%	2,1%	17,5%
Nötig für 41 Mt H ₂ /Jahr	Absolut	2.719 TWh				758 Mt
	% des Potenzials	1%	7,2%	109%	10,9%	94,7%
Nötig für 41 Mt H ₂ /Jahr + gesamten restlichen Endenergieverbrauch, wenn der Endenergieverbrauch pro Kopf der USA bis 2050 so hoch ist, wie 2019 in DEU.	Absolut	10.654 TWh				
	% des Potenzials (falls alles jeweils nur mit Solar oder nur mit Wind gedeckt würde)	4%	28%	-	-	-
Wie vorige Zeile, aber mit Verbrauch pro Kopf in USA 2050 1,25x so hoch, wie in DEU 2019.		5%	35%	-	-	-

Eigene Berechnung mit Daten aus: NREL 2020a, EIA 2020c, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, US Census.

„Wasser“ schließt Wasserkraft und Meeresenergie ein. Biomasse für 2019 bezieht sich nur auf Stromerzeugung ohne Wärmerzeugung. Solarpotenzial ohne Alaska, Hawaii, Guam, weitere Überseegebiete. 41 Mt H₂/Jahr entspricht dem höchsten Nachfragewert unter fünf NREL Szenarien für 2050 (mehr dazu im Text von Kapitel 3.1 und 3.2).

Die vorletzte Zeile bedeutet: 41 Mt H₂/Jahr sowie der gesamte restliche Endenergieverbrauch von knapp 8.000 TWh / Jahr könnten mit jeweils 4% des Solarpotenzials oder mit 28% des Windpotenzials, oder beispielweise mit einer Kombination von 2% des Solarpotenzials und 14% des Windpotenzials der USA produziert werden, falls die USA in 2050 den gleichen Endenergieverbrauch pro Kopf wie Deutschland in 2019 haben. Wenn beispielsweise auch 1.500 TWh Erzeugung aus Wasser, Geothermie und Biomasse angenommen werden, reichen 3% des Solar- und 24% des Windpotenzials.

TWh durch eine Kombination von Wasserkraft, Meeresenergie, Geothermie und Biomasse erzeugt würden, wäre die Nutzung von 1,8% des Solarpotenzials und 12% des Windpotenzials hinreichend.

Daraus ergibt sich, dass die USA das langfristige Potenzial haben, erhebliche Mengen an Grünwasserstoff zu exportieren und gleichzeitig ihren gesamten Endenergieverbrauch ausschließlich mit Erneuerbaren Energien zu decken. Wenn zum Beispiel 1% des Solar- und 1% des Windpotenzials für den Wasserstoffexport benutzt würden, könnten damit jährlich 58 Mio. Tonnen Wasserstoff (entspricht einem unteren Heizwert in Höhe von 1.937 TWh) produziert werden. Auch nach Abzug der Energieverluste durch Transport und Umwandlung wäre dies ein sehr erheblicher Beitrag zum Importbedarf von Weltregionen wie Mitteleuropa oder Südostasien, die in einer dekarbonisierten Wirtschaft auf Energieimporte angewiesen sein werden. Es handelt sich zwar um eine vereinfachte Berechnung, aber die Größenordnungen stimmen, wenn die Annahmen nicht ganz abwegig erscheinen. Die Plausibilität der NREL-Potenzialeinschätzungen wurde bereits oben erörtert. Im Folgenden wird die Plausibilität der weiteren Annahmen diskutiert.

In einem ersten Schritt wird angenommen, dass der Endenergieverbrauch pro Kopf in den USA bis 2050 so hoch – oder 1,25 Mal so hoch – wie in Deutschland in 2019 sein wird. 2019 war der Endenergieverbrauch pro Kopf in den USA 2,24 Mal höher als in Deutschland. Die Energieintensität der Wirtschaft (Energieverbrauch / USD BIP (PPP), basierend auf Daten der World Bank) war 1,94 Mal höher als in Deutschland. Angesichts dessen mag diese Annahme mutig erscheinen. Allerdings suggeriert der derzeitige enorme Unterschied, dass das Potenzial für wirtschaftlich günstige Energieeinsparungen und Energieeffizienzmaßnahmen in den USA besonders groß sein dürfte⁶. Wenn die USA sich auf den Weg in Richtung Klimaneutralität machen, werden sie wahrscheinlich die *low hanging fruits* im Bereich Energieeffizienz intensiv nutzen. Allein durch die weitgehende Elektrifizierung des Straßenverkehrs, die Nutzung von effizienten Wärmepumpen für die Raumwärme und den Ausstieg aus der energieintensiven Ölförderung und Ölverarbeitung würde eine sehr große Reduktion des Endenergieverbrauchs zustande kommen. Schließlich wird auch in Deutschland und Europa davon ausgegangen, dass die Klimaneutralität nur durch sehr große Fortschritte in der Energieeffizienz erreicht werden kann. Wenn die USA bis 2050 den derzeitigen Endenergieverbrauch pro Kopf von Deutschland erreichen, wäre dieser Verbrauch in einer bis 2050 dekarbonisierten Wirtschaft immer noch deutlich höher als der pro Kopf Verbrauch in Deutschland und Europa in 2050.

Aufgrund der Verluste in der Elektrolyse hat der Wasserstoffanteil einen wesentlichen Einfluss auf den gesamten Energieverbrauch. Wie oben und in Kapitel 3.4 ausführlicher erklärt, bleibt diese Berechnung mit der Annahme eines hohen (41 Mio. Tonnen H₂ /Jahr) Wasserstoffverbrauchs auf der konservativen Seite. Denn bei Annahme eines niedrigeren Wasserstoffanteils würde sich auch ein niedrigerer Endenergieverbrauch und daher ein höheres Exportpotenzial ergeben. Optimistisch wirkt sich hingegen aus, dass keine Annahmen über die Netzverluste und auch keine über die Energieverluste getroffen wurden, die durch den erhöhten Speicherbedarf in einem durch fluktuierende Erneuerbare Energien geprägten Stromsystem entstehen. Ein Teil des Speicherbedarfs könnte durch die Verfügbarkeit von 41 Mt H₂ /Jahr gedeckt werden, aber sicherlich nicht der Ganze. Auch durch die Annahme einer stabilen Bevölkerungsgröße könnte der Endenergieverbrauch der USA in 2050 unterschätzt worden sein.

⁶ Der heutige Unterschied kann teilweise durch Faktoren erklärt werden, die sich nicht oder bis 2050 nicht weitgehend ändern lassen. Dazu gehören das teils harschere Klima (höherer Heizung- und Kühlungsbedarf), der autogerechte Städtebau und die in vielen Regionen sehr niedrige Bevölkerungsdichte (höhere Transportnachfrage, kleineres Potenzial für effiziente Wärme- und Kühlungsnetze). Der derzeit sehr hohe Energieverbrauch hängt aber nicht unwesentlich auch von Faktoren ab, wie z.B. energieineffizienten Gebäuden, unnötig großen PKWs, einem unzureichenden ÖPNV- und Bahnangebot, überdimensionierten Kühlungsanlagen und Kühlgeräten oder energieintensiven Verhaltensmustern, die wirtschaftlich verträglich verändert werden könnten.

Abschließend kann festgestellt werden, dass diese vereinfachte Berechnung auf Annahmen und Einschätzungen beruht, die teils optimistisch, teils aber eher vorsichtig sind. Aber selbst durch komplexere Berechnungen würde sich die Größenordnung des Verhältnisses zwischen EE-Potenzial und Gesamtnachfrage nicht wesentlich ändern. Daher bleibt die Hauptaussage belastbar: Wenn die USA sich auf den Weg zur vollständigen Dekarbonisierung bis 2050 machen und ihren pro Kopf Energieverbrauch erheblich senken sollten, hätten sie das Potenzial, erhebliche Mengen an Grünwasserstoff zu exportieren, selbst wenn sie ihren gesamten Endenergieverbrauch vollständig mit Erneuerbaren Energien decken würden.

3.2 Produktionspotenzial: Blauwasserstoff

Die USA verfügen ebenfalls über umfangreiche fossile Energieressourcen. Damit wären sie auch in der Lage, einen wachsenden Wasserstoffbedarf für einen längeren Zeitraum durch SMR oder Kohlevergasung zu decken. Laut einer NREL-Studie würden die Gas- und Kohlereserven⁷ der USA reichen, um die in Tabelle 3 angenommenen 41 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr über einen Zeitraum von jeweils 142 und 672 Jahre zu produzieren, wenn die Reserven ausschließlich für diese Zweck verwendet würden (NREL 2020b). Ohne eine massive Anwendung von CCS würden die THG-Emissionen der USA dabei noch weiterwachsen. Hierfür verfügen die USA über große Potenziale für die unterirdische CO₂-Speicherung in der Nähe von Gasvorkommen und Industrieemittenten (NETL 2015).

Am Ende von Kapitel 3.3 wird ein Kostenvergleich mit grünem Wasserstoff angestellt. Im Kapitel 4.1 werden die Aussichten für die Produktion von blauem Wasserstoff diskutiert. Daraus ergibt sich die Einschätzung, dass ein Markthochlauf von grünem Wasserstoff wahrscheinlicher ist als von blauem Wasserstoff. Auch angesichts der Tatsache, dass Deutschland seine langfristige Importstrategie vor allem auf grünen Wasserstoff fokussieren will, wird hier auf eine weitere Analyse der Produktionspotenziale für blauen Wasserstoff verzichtet.

3.3 Produktionskosten

Dieses Kapitel bietet einen kurzen Einblick in die US-Debatte über künftige Kosten für unterschiedliche Wasserstoffproduktionsverfahren mit besonderem Fokus auf grünen und blauen Wasserstoff. Solche Kosteneinschätzungen beruhen immer auf vielen Annahmen, die hier aus Platzgründen nur cursorisch geschildert werden können. Die Produktionskosten dürfen nicht mit den Preisen, die deutsche Importeure zahlen würden, verwechselt werden. Denn im künftigen Grenzübergangspreis für Wasserstoff müssten auch die Kosten für den Transport innerhalb der USA und nach Deutschland, für die Speicherung sowie für die Verflüssigung des Wasserstoffs oder für dessen Umwandlung in andere Moleküle berücksichtigt werden.

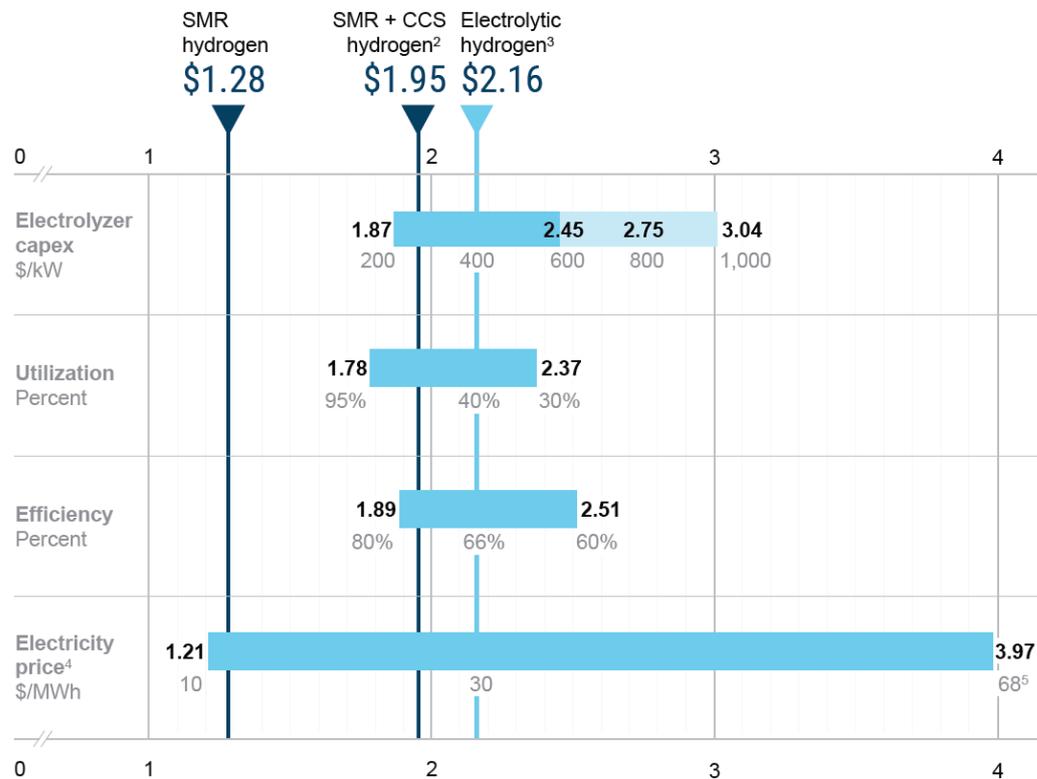
Abbildung 5 stammt von dem US-Wasserstoffindustrieverband FCHEA und veranschaulicht die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussgrößen auf die Produktionskosten für grünen Wasserstoff. Sie zeigt auch die Größenordnung der US-amerikanischen Kostendebatte in Bezug auf grünen, blauen und grauen Wasserstoff für 2030.

Die Grafik verdeutlicht zudem, dass die zwei wichtigsten Kostenfaktoren für Grünwasserstoff der Strompreis und die Kapitalkosten für die Elektrolyseure sind. Wichtig anzumerken ist, dass

⁷ Nachgewiesene und mögliche (proven and unproven), konventionelle und unkonventionelle Reserven.

besonders niedrige Strompreise und hohe Kapazitätsfaktoren (Utilization) nicht gleichzeitig vorkommen können: Denn der Elektrolyseur muss flexibel und daher mit niedrigem Kapazitätsfaktor betrieben werden, um von besonders niedrigen Strompreisen – etwa in Zeiten von hoher Solar- oder Winderzeugung – profitieren zu können. Um hingegen einen hohen Kapazitätsfaktor zu erzielen, müsste ein netzgekoppelter Elektrolyseur auch in Zeiten von höheren Strompreisen laufen. Falls der Elektrolyseur sich in einer Inselanlage mit Solar- und/oder Windkraftwerken befindet, kann ein höherer Kapazitätsfaktor nur durch sehr große, kapitalintensive Stromspeicherkapazitäten erzielt werden.

Abbildung 5: Produktionskosten in 2030 (USD /kg H₂) (FHCEA 2020)



Quelle: FCHEA (2020). Annahmen: Erdgaspreis von USD 4,59/MMBTU in 2030. CCS-Kosten: USD 92/tCO₂. Elektrolyseurkapazität: 43t/Tag. Der Strommix ist offen. FHCEA weist darauf hin, dass die Erzeugungskosten für Solar und Wind in den besten Standorten bereits jetzt zwischen 25 und 40 USD/MWh liegen und laut vielen Experten in manchen Regionen auf 20 USD/MWh sinken dürften. Die Investitionskosten für Elektrolyseure schließen auch alle Nebenanlagen wie Wasserbereinigung, Gebäude etc. ein.

Unter den zentralen Annahmen des FCHEA wird Wasserstoff durch Elektrolyse in 2030 etwa 10% mehr als Blauwasserstoff (SMR+CCS) kosten. Dabei weisen die USA im weltweiten Vergleich aufgrund ihrer großen Erdgasvorhaben und guter Gasinfrastruktur auch besonders niedrige Kosten für SMR auf (IEA 2019). Ob die vom FCHEA angenommenen Parameter bereits bis 2030 erzielbar sind, bleibt abzusehen.

Im Folgenden werden die Annahmen und Kosteneinschätzungen aus weiteren US-Quellen verglichen: DoE (2020e) ist ein Arbeitspapier des föderalen Department of Energy von Februar 2020, das die Ergebnisse einer detaillierten techno-ökonomischen Analyse von Kostenreduk-

tionspotenzialen bei PEM-Elektrolyseuren darstellt; Mallapragada et al. (2020) ist ein wissenschaftlicher Artikel von September 2020, dessen Autoren Forscher am MIT und an der Harvard University sind; Christensen (2020) ist eine Studie im Auftrag des International Council on Clean Transportation; NREL (2020b) ist eine Studie vom Oktober 2020, deren Entstehungskontext in Kapitel 3.4. ausführlich beschrieben wird.

Kapitalkosten für Elektrolyseure

Bis 2035 rechnet DoE (2020e) mit einer Kostensenkung für großskalige PEM-Elektrolyseure durch Skaleneffekte auf 440 USD/kW und einer weiteren Reduktion auf 233 USD/kW durch technologischen Fortschritt. NREL (2020b) geht davon aus, dass die CAPEX-Kosten für einen PEM-Elektrolyseur von derzeit 900 USD/kW bis 2050 durch Skaleneffekte auf 400 USD/kW und durch technologischen Fortschritt weiter auf bis zu 100 USD/kW fallen könnten. Mallapragada et al. (2020) nehmen 300 USD/kW in 2030 an (das entspricht dem niedrigeren Wert aus ihrer Literaturanalyse). Ein pessimistischer Ausreißer ist Christensen (2020), der – allerdings für alkalische Elektrolyseure – selbst für 2050 Investitionskosten zwischen 487 und 1090 USD/kW annimmt. In Vergleich dazu gehen die IEA und die IRENA für 2050 von Kostensenkungspotenzialen auf bis zu 200 USD/kW, Bloomberg gar bis 80-98 USD/kW aus (IEA 2019, IRENA 2019, BNEF 2019). Marktanalysten berichten, dass chinesische Hersteller bereits heute alkalische Elektrolyseure für 200 USD/kW anbieten (Liebreich 2020), was allerdings auf Dumpingpreise hinweisen oder mit einer kürzeren Lebensdauer einhergehen könnte.

Stromkosten

Hinsichtlich der Stromkosten gehen mehrere Quellen davon aus, dass an vielen günstigen US-Standorten Elektrolyseure in Inselanlagen Strom preiswerter beziehen können, als netzgekoppelte Elektrolyseure, da Letztere auch Netzgebühren zahlen müssen und im Wettbewerb mit anderen Stromabnehmern stehen (NREL 2020b, Mallapragada et al. 2020, DoE 2020e, Christensen 2020).

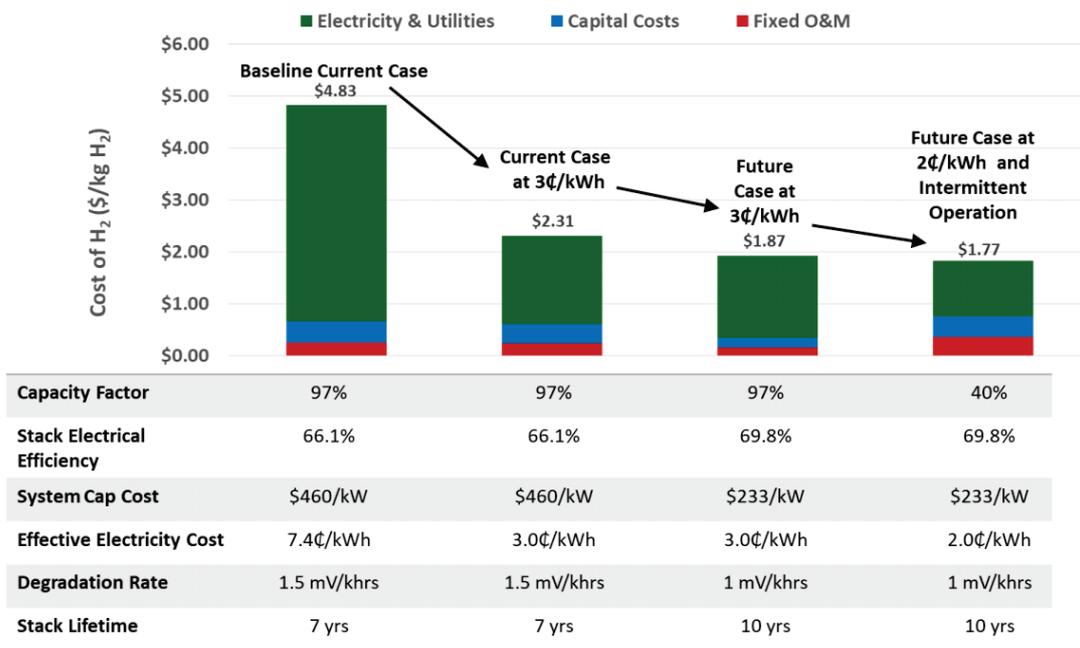
Bei Inselanlagen geht NREL (2020b) für 2050 je nach Standort und Annahmen zur Technologieentwicklung von einem LCOE zwischen 9 und 29 USD/MWh für PV-Freiflächenanlagen und zwischen 14 und 111 USD/MWh für Onshore-Wind aus. Für netzgekoppelte Elektrolyseure geht NREL (2020b) von Großabnehmerstrompreisen zwischen 70 und 92 USD/MWh aus. DoE (2020e) geht in seinem Baselineszenario von Großabnehmerstrompreisen um die 79 USD/MWh in 2035 aus. Seine Kostenreduktionsszenarien gehen von 30 USD/MWh bei einem 97% Kapazitätsfaktor bzw. von 20 USD/MWh bei einem 40% Kapazitätsfaktor aus. Dabei weist DoE (2020e) darauf hin, dass Power Purchase Agreements für PV-Freiflächenanlagen mit Abnehmerpreisen unter 30 USD/MWh bereits heute geläufig sind. Mallapragada et al. (2020) modellieren ausschließlich Inselanlagen mit großen PV-Freiflächenanlagen. Dementsprechend enthält ihre Studie keine Angabe über Strombezugspreise. Die Kapitalkosten für PV-Anlagen sollen bis 2030 im Vergleich zu 2020 von derzeit 800 USD/kW um 62% auf 500 USD/kW senken, auch hier ein optimistischer Wert aus ihrer Literaturanalyse. Christensen (2020) ist auch bei den Stromkosten pessimistischer. Für Inselanlagen geht er für PV von Stromgestehungskosten zwischen circa 25 bis 85 USD/MWh und für Onshore-Wind von circa 20 bis 80 USD/MWh aus. Für netzgekoppelte Elektrolyseure geht er von circa 80 bis 140 USD/MWh aus.

Zukünftige Kosten für Wasserstoff durch Elektrolyse

Im Baselineszenario von DoE (2020e) liegen die Kosten für Wasserstoff aus PEM-Elektrolyseuren in 2035 zwischen 4,5 und 5 USD/kgH₂, unter Annahme von Strompreisen zwischen 73

und 79 USD/MWh und ohne Skaleneffekte bei den Elektrolyseuren. Von dieser Grundlage ausgehend schildert DoE (2020e) die Kostenreduktionspotenziale bis 2035 wie folgt:

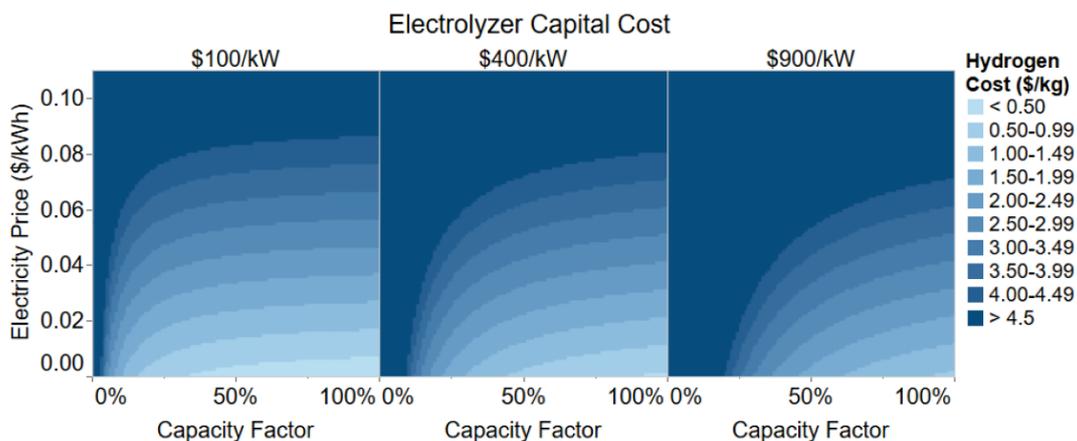
Abbildung 6: Kostenreduktion für H₂ aus PEM-Elektrolyseuren bis 2035 (DoE 2020e)



Das Current Case bezieht sich auf Skaleneffekte für Technologien, die bereits 2019 verfügbar waren. Das Future Case nimmt zudem auch technischen Fortschritt an. 30 USD/MWh werden für einen hohen Kapazitätsfaktor von 97%, 20 USD/MWh für den flexiblen Betrieb mit 40% Kapazitätsfaktor angenommen.

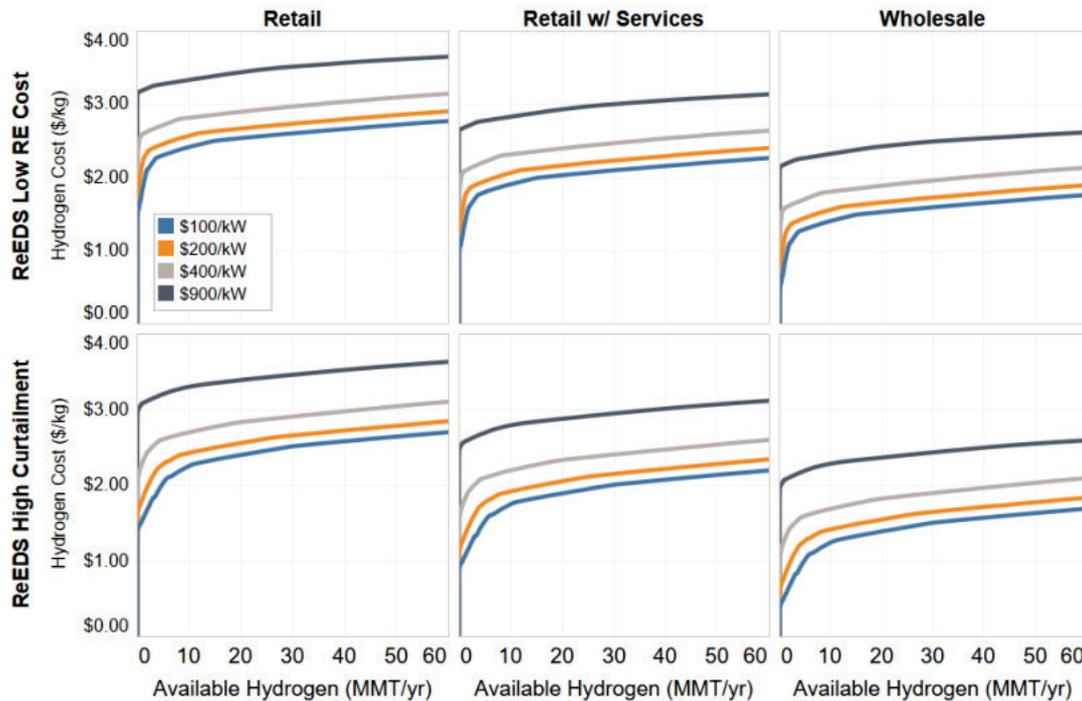
NREL (2020b) veranschaulicht den Zusammenhang zwischen den drei wichtigsten Kostenfaktoren für Wasserstoff durch Elektrolyse wie folgt:

Abbildung 7: Kosten für Grünwasserstoff je nach Strompreis, Elektrolyseur-CAPEX und Kapazitätsfaktor (NREL 2020b)



NREL (2020b) enthält auch sechs Kostenkurven für Wasserstoff durch Elektrolyse, die in Abbildung 8 wiedergegeben werden. Beispielsweise können im zentralen Szenario Produktionskosten von unter 2 USD/kgH₂ erzielt werden, wenn die Kapitalkosten für die Elektrolyseure bei 400 USD/kW, der Kapazitätsfaktor bei 50% und die Strombezugskosten bei circa 35 USD/MWh liegen.

Abbildung 8: Kostenkurven für H₂ durch Elektrolyse in den USA (NREL 2020b)



Keine der Kostenkurven aus Abbildung 8 bezieht sich auf Grünwasserstoff, denn leider gibt es in NREL (2020b) kein Szenario ohne erhebliche fossile und nukleare Kapazitäten im Stromsystem (mehr dazu im Kapitel 3.4). Die komplexen Annahmen hinter den sechs Szenarien können hier aus Platzgründen nicht im Detail beschrieben werden.⁸

Selbst ohne detaillierte Kenntnisse der Szenarien geben diese Kurven jedoch einen Einblick in die Größenordnungen, die diskutiert werden. Es kann festgestellt werden, dass keine der Kurven im Bereich zwischen 25 und 45 Mt H₂/Jahr sehr steil ist. Dies suggeriert, dass selbst nachdem die gesamte potenzielle Inlandsnachfrage nach Wasserstoff (siehe Kapitel 3.4.) gedeckt sein wird, die Marginalkosten für die Produktion zusätzlicher Mengen an Wasserstoff durch Elektrolyse nicht sehr stark steigen würden.

Dass dies auch oder insbesondere an den extrem günstigen und umfangreichen Solarressourcen liegen könnte, kann aus einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln entnommen werden (Brändle et al. 2020). Dort werden die PV-Produktionspotenziale der USA in vier Klassen nach Qualität der Solarressource unterteilt und daraus das

⁸ Die zwei gezeigten Szenarien bezüglich des Strommix (vertikale Axis der Matrix mit den sechs Grafiken) weisen viel höhere EE-Anteile als heute, aber trotzdem weiterhin signifikante spezifische Emissionen aus: jeweils 239 gCO₂/kWh bei ReEDS Low RE Cost und 91 gCO₂/kWh bei ReEDS High Curtailment. So wäre der klimapolitische Vorteil von Wasserstoff aus Elektrolyse fragwürdig. In der Matrix mit den sechs Grafiken bezieht sich die horizontale Axis auf die Strompreise, die Betreiber von Elektrolyseuren zahlen. Im „Wholesale“ Szenario zahlen sie Stromgroßhandelsmarktpreise zwischen 0 und 30 USD/MWh, wobei nur sehr kleine Mengen für 0 USD/MWh verfügbar sind. Bei „Retail“ zahlen sie einen Endkundenpreis, der 20 USD/MWh höher als bei „Wholesale“ liegt. Bei „Retail w/Services“ zahlen sie den obengenannten Endkundenpreis abzüglich einem Premium für Systemdienstleistungen in Höhe von 10 USD/MWh.

Produktionspotenzial und die Wasserstofferzeugungskosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) für Elektrolyse mit Solarstrom berechnet (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: LCOH und PV Ressourcen-Klasse (Brändle et al. 2020)

Ressourcen-Klasse	Potential (GW)	H ₂ Potenzial (Mt/a)	LCOH (USD/kg)
USA PV1	50	2	1,9
USA PV2	3.896	155	2,0
USA PV3	23.677	895	2,0
USA PV4	203.291	6.477	2,4

Selbstverständlich wäre eine vollständige oder auch nur weitgehende Nutzung dieser gesamten Ressourcen nicht plausibel. Auf eine Analyse der Annahmen hinter der Berechnung dieser im Vergleich mit den oben genannten Quellen eher niedrigen LCOH muss hier verzichtet werden. Relevant ist hier, dass die LCOH bis zu einem Produktionspotenzial von circa 900 Mt/Jahr nur minimal steigen. 900 Mt/Jahr sind rund 20 Mal mehr als die höchste realistisch anzunehmende Wasserstoffnachfrage in den USA (etwa 40Mt/Jahr siehe Kapitel 3.4). Diese Zahlen suggerieren, dass ein relativer großer Anteil des Exportpotenzials für grünen Wasserstoff aus Solarenergie im niedrigeren Kostenbereich liegen dürfte.

Kostenvergleich zwischen grünem, grauem und blauem Wasserstoff

Die USA verfügen über sehr große und besonders kostengünstige Erdgasreserven. Ohne CO₂-Bepreisung oder weitere für die Fracking-Industrie einschränkende Maßnahmen wird grauer Wasserstoff sehr viel billiger als grüner Wasserstoff bleiben. Für den Klimaschutz ist die Anwendung von grauem Wasserstoff als Ersatz für die direkte Nutzung von fossilen Energiequellen allerdings nicht interessant, und teils gar kontraproduktiv.

Der Kostenvergleich zwischen grünem und blauem Wasserstoff wird hingegen in absehbarer Zeit deutlich enger und unsicherer. In den USA gibt es nur eine Pilotanlage für die Blauwasserstoffproduktion, 60% der Investitionskosten wurden durch einen föderalen Zuschuss getragen. Im ausführlichen Bericht der IEAGHG sind keine Angaben zu den Produktionskosten zu finden (IEAGHG 2018, siehe auch Kapitel 1.7 oben). Den oben beschriebenen Unsicherheitsfaktoren hinsichtlich der Kostenreduktion für Grünwasserstoff stehen erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf die künftigen Kosten für blauen Wasserstoff gegenüber, auch wenn diese in der Debatte oft nicht hinreichend beleuchtet werden.

Erstens sind Verfügbarkeit und Kosten von Erdgas von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. So wie bereits in Europa der Fall ist, werden sich auch die Umweltverbände in den USA zukünftig voraussichtlich stärker auf Erdgas fokussieren. Dadurch wird es wahrscheinlicher, dass Fracking auf föderaler und/oder bundesstaatlicher Ebene strenger reguliert oder gar mehr oder weniger partiell verboten wird, was die Kosten für Erdgas spürbar erhöhen und seine Verfügbarkeit einschränken könnte. Die neue Möglichkeit, Methanlecks per Satellit zu erkennen, wird voraussichtlich zu höheren Erdgaskosten durch Infrastrukturinvestitionen, Reparaturen und/oder Geldstrafen führen.

Eine erhebliche Unwägbarkeit für blauen Wasserstoff ergibt sich auch aus der Unsicherheit hinsichtlich des künftigen CO₂-Bepreisungsregimes. Der Vergleich in Abbildung 5 geht davon

aus, dass THG-Emissionen nicht bepreist werden, wie derzeit in den meisten US-Bundestaaten der Fall ist. FCHEA (2020) macht auch keine Angaben über Methanschlupf und über die nach dem CCS-Verfahren verbleibenden CO₂-Emissionen, die erheblich sein können⁹. Es ist jedoch plausibel, dass die Klimaneutralitätsdebatte in den USA dazu führt, dass sich die CO₂-Bepreisung in den USA geographisch und sektoral unter Anwendung deutlich höherer Preise ausweitet und auch ein größerer Fokus auf Methanemissionen gelegt wird. Im Sinne der Klimaneutralität müsste sich der CO₂-Preis langfristig an den auf absehbare Zeit sehr hohen Kosten für Direct Air Capture (DAC) orientieren oder Emissionen gar nur unter DAC-Auflage zugelassen werden.

Die Verschärfung der Klimakrise und die zunehmende Dringlichkeit effektiver Vermeidungsmaßnahmen könnten auch dazu führen, dass der bei CO₂-Bepreisungssystemen angewandte Umrechnungsfaktor für Methanemissionen weitaus strikter festgelegt wird. Das würde für blauen Wasserstoff kostensteigernd wirken.¹⁰

Schließlich bestehen Unsicherheiten über die Kosten des CCS-Verfahrens. In den USA und weltweit wurde CCS bislang vorwiegend in Zusammenhang mit der tertiären Ölgewinnung umgesetzt, was klimapolitisch sehr fragwürdig ist und in einer dekarbonisierten Weltwirtschaft weitgehend oder vollständig ausfallen würde. Die Erfahrungswerte mit CCS ohne Verbindung zur tertiären Ölgewinnung sind noch beschränkt.

Aus all diesen Gründen sind Vergleiche zwischen den künftigen Kosten von blauem und grünem Wasserstoff mit sehr vielen Unsicherheiten behaftet. Mehrere US-Szenarien gehen davon aus, dass mittel- oder langfristig die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in günstigen Standorten soweit sinken könnten, dass der Unterschied zum blauem Wasserstoff durch einen plausiblen, auf Klimaneutralität ausgerichteten CO₂-Preis (mehr als) ausgeglichen werden könnte. Unter mutigen Annahmen könnte dies bereits um 2030 geschehen, unter konservativeren Annahmen zehn oder zwanzig Jahre oder eventuell noch später.

3.4 Nachfrage

Tabelle 5 bietet eine Übersicht über die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 in ausgewählten Szenarien von der FCHEA und von NREL (FCHEA 2020, NREL 2020b).

Das FCHEA Basis-Szenario geht von einem moderaten Wachstum aus, das immerhin zu einer Verdopplung der Nachfrage von 2015 bis 2050 führt. Wasserstoff wird in 2050 demnach weiterhin überwiegend als Grundstoff benutzt. Das FCHEA „Ambitious“-Szenario entwirft die große Zukunftsvision des Industrieverbands. Die Nachfragemengen ergeben sich nicht aus der Modellierung eines ökonomischen Gleichgewichts, sondern aus Annahmen bezüglich der Adoptionsraten in unterschiedlichen Anwendungsbereichen. Ein Blick auf manche dieser Adoptionsraten erweckt Zweifel über deren Plausibilität und klimapolitische Sinnhaftigkeit. So

⁹ Generell erwartet das IEA Greenhouse Gas R&D Programm, dass nach den CCS-Verfahren, die bei der Produktion von Wasserstoff aus SMR angewendet werden können, zwischen 10% und 44% des CO₂ weiterhin emittiert werden. Zum Methanschlupf macht auch diese Quelle keine Angaben. Das CCS-Verfahren erhöhe die Levelised Cost of Hydrogen zwischen 18% und 45%. Die CO₂-Vermeidungskosten lägen zwischen 47 und 70 €/tCO₂ (umgerechnet etwa 55-82 USD /tCO₂) (IEAGHG 2017). FCHEA geht von höheren CCS-Kosten (92USD /tCO₂) aus, die allerdings auch die CO₂-Transportkosten berücksichtigen.

¹⁰ Nach 100 Jahren ist laut IPCC das Treibhausgaspotenzial von Methan 34 Mal höher als das von CO₂, nach 20 Jahren ist es 86 Mal höher (Myhre et al. 2013)

erreicht Wasserstoff einen Anteil von 31% in Gasnetzen, als Ergebnis von dedizierten Wasserstoffnetzen und bis zu 30% Beimischungsraten in Methanetzen. 41% (7% bis 2030) der Neuzulassungen für Kleinfahrzeuge bis 3,85 Tonnen fallen auf BZ-Fahrzeuge.

Wie hoch die Annahmen aus dem FCEA „Ambitious“-Szenario sind, zeigt sich auch daran, dass die gesamte Nachfrage knapp 60% des vom NREL berechneten theoretischen Potentials („full serviceable hydrogen consumption potential“) entspricht. Dieses wird als die Menge an Wasserstoff definiert, die vom Markt für alle denkbare Anwendungsbereiche nachgefragt würde, wenn der Preis von Wasserstoff über einen längeren Zeitraum bei null liegen würde. Dieses explizit unrealistische Szenario dient hier als Maßstab, um die Größenordnung anderer Nachfrageszenarien einzuschätzen. Die weiteren Szenarien von NREL (2020b) berechnen ökonomische Gleichgewichte zwischen Nachfrage und Angebot sowie zwischen unterschiedlichen Wasserstoffproduktionstechnologien.

Die Studie „The Technical and Economic Potential of the H₂@Scale Concept within the United States“ (NREL 2020b) wurde unter der Federführung des National Renewable Energy Laboratory im Konsortium mit drei weiteren Forschungsinstituten im Oktober 2020 veröffentlicht. Alle vier Institute unterstehen direkt dem DoE und somit der föderalen Regierung, zwei fokussieren auf Kernenergie. Der Einfluss der Trump-Administration auf die Annahmen und Leitplanken dieser Studie ist eindeutig. So werden Klimawandel oder Klimaschutz in den gesamten 196 Seiten keinmal erwähnt. Die Beschreibung der Szenarienergebnisse in der Zusammenfassung enthält keine Angaben über THG-Emissionen, obwohl diese in einer wenigen sichtbaren Stelle doch berechnet werden. Die Merit-Order der verschiedenen Wasserstoffproduktionsarten erfolgt ausschließlich durch Preise oder Beschränkungen der Gasverfügbarkeit. Da keins der berechneten Szenarien eine CO₂-Bepreisung annimmt, spielt blauer Wasserstoff in dieser Studie keine Rolle, denn grauer Wasserstoff ist somit immer billiger. In einem Szenario verdreifacht sich die Grauwasserstoffproduktion. Grünwasserstoff spielt nur eine Rolle in zwei von fünf Hauptszenarien. Ein solcher Szenariorahmen ohne Klimaziele und CO₂-Preis ist mit der europäischen Debatte nicht vergleichbar und nach dem Wahlsieg Bidens auch für die USA bereits weitgehend überholt. Dennoch ist NREL (2020b) aktuell eine zentrale Quelle hinsichtlich der Größenordnung der Potenziale für die Wasserstoffnachfrage.

In Tabelle 5 werden die Nachfragewerte von den zwei Szenarien aus NREL (2020b) wiedergegeben, in denen Grünwasserstoff eine Rolle spielt. Das in Tabelle 5 „NREL-Hoch“ benannte Szenario stellt unter allen Szenarien mit 41 Mt H₂ / Jahr den höchsten Wert für die Gesamtnachfrage dar, der in der vorliegenden Studie für die Einschätzung des Exportpotenzials der USA verwendet wird (siehe oben, Kapitel 3.1). „NREL-Niedrig“¹¹ stellt einen der niedrigsten Werte dar. Zwischen diesen beiden Szenarien gibt es drei Unterschiede: die Annahmen über die Kapitalkosten für die Niedrigtemperatur-Elektrolyseure (jeweils 100 und 200 USD/kW); der (jeweils vollständige oder nur partielle) Zugang der Elektrolyseure zu Strom auf dem Preisniveau des Großhandelsstrommarkts; und die Mengen Wasserstoff, die als Stromspeicher nachgefragt werden (NREL 2020b).

Zusammenfassend ergibt sich aus der Übersicht in Tabelle 5 ein Spektrum an durch NREL für 2050 berechneten Nachfragemengen zwischen 23 und 41 Mt H₂ / Jahr, ausgehend von einer derzeitigen Wasserstoffproduktion um die 10 Mt H₂ / Jahr. Die 63 Mt H₂ / Jahr aus der Roadmap vom Industrieverband FHCEA liegen an und in einzelnen Anwendungsbereichen bereits jenseits der hypothetischen Nachfragemenge, die NREL erwarten würde, wenn Wasserstoff über längere Zeiträume für einen Preis gleich Null zu haben wäre (theoretisches Po-

¹¹ In der Quelle heißen die beiden Szenarien jeweils „Lowest-Cost Electrolysis“ und „Aggressive Electrolysis R&D“. Eine Zusammenfassung der Szenariodefinitionen befindet sich auf Seite 57.

tenzial). Hinsichtlich der Anwendungsbereiche liegen große Unterschiede bei der Beimischung ins Erdgasnetz, die bei NREL keine Rolle spielt und bei FHCEA allein 13 Mt H₂ / Jahr in Anspruch nimmt. Beide NREL-Szenarien kommen auf eine signifikante Wasserstoffnachfrage für die Biokraftstoffproduktion, die bei FCHEA nicht auftritt. In allen Szenarien bleibt der Verbrauch in Ölraffinerien mehr oder weniger stabil, was auch an der Abwesenheit von klimapolitischen Restriktionen liegt. Bei „Deep Decarbonization“ würde man erwarten, dass der Ölverbrauch und damit auch der Wasserstoffverbrauch in Ölraffinerien stark sinken.

Die größten Unterschiede zwischen den Nachfrageszenarien liegen im Straßenverkehr: Hier geht FCHEA von 27 Mt H₂ / Jahr aus, was nur knapp unter dem vom NREL berechneten theoretischen Potenzial liegt. Die zwei betrachteten NREL-Szenarien kommen jeweils auf null und auf 17 Mt H₂ / Jahr im Bereich Verkehr. Eine frühere Studie von NREL verglich unterschiedliche Wege zur Elektrifizierung des Straßenverkehrs, wobei in den USA auch BZ-Fahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEVs) als elektrisch gelten. Die in diesem Rahmen technologieneutrale Studie kam auf eine sehr bescheidene Rolle für FCEVs in Vergleich zu Batteriefahrzeugen, sowohl bei PKWs als auch bei LKWs (NREL 2017). Auch die aktuelle Marktentwicklung in den USA (siehe Kapitel 1.2) sowie die grundsätzlich viel bessere Klimabilanz und Energieeffizienz von Batteriefahrzeugen erwecken große Zweifel über die Plausibilität der Erwartungen von FHCEA im Bereich Straßenverkehr (Agora Verkehrswende 2019, Liebreich 2020).

Tabelle 5: Wasserstoffnachfrage in den USA in ausgewählten Szenarien für 2050 (in Millionen Tonnen H₂ / Jahr)

Anwendungsbereich	2015	2050				
		FCHEA Basisszenario	NREL Niedrig	NREL Hoch	FHCEA „Ambitious“-Szenario	NREL Theoretisches Potenzial
Ölraffinerien	6	8	7	7	8	7
Ammoniakherstellung	3	5	3	4	5	4
Metallveredelung	0	0	4	4	3	12
Biokraftstoffproduktion	0	1	9	9	1	9
Synthetische Kohlenwasserstoffe	1	2	0	0	2	14
Beimischung Erdgasnetz	0	0	0	0	13	16
Saisonale Stromspeicherung	0	1	0	0	4	15
Fahrzeuge bis 3,85 Tonnen	0	3	0	12	27	21
Fahrzeuge >3,85 Tonnen	0		0	5		8
Total	10	20	23	41	63	106

Quellen: NREL 2020b, FCHEA 2020. Das theoretische Nachfragepotenzial („full serviceable hydrogen consumption potential“) ist explizit unrealistisch, da es unter der Annahme berechnet wird, dass die Kosten für Wasserstoff gleich Null sind. Die anderen NREL-Szenarien berechnen ökonomische Gleichgewichte unter komplexen Annahmen bezüglich Angebot und Nachfrage. Die Zahlen für 2015 beziehen sich auf „On-Purpose“-Produktion (siehe Kapitel 1).

4. Aussichten: Wasserstoffpolitik und -Exporte

Wie werden sich Wasserstoffpolitik und -Märkte in den USA, sowohl unter Biden als auch längerfristig betrachtet, weiterentwickeln? Gibt es Trends, die trotz aller Unwägbarkeiten prognostiziert werden können? Welche Auswirkungen könnte der Markthochlauf von emissionsarmem Wasserstoff auf die energie- und klimapolitische Dynamik zwischen Bundesstaaten mit unterschiedlichen Interessen haben? Welche Rolle könnten die USA in der globalen Entwicklung des Wasserstoffsektors spielen? Und schließlich – könnten die USA langfristig zu einem Wasserstoffexporteur werden? Aufbauend auf den vorangegangenen Kapiteln werden diese Kernfragen in diesem Kapitel sowie im Annex beleuchtet.

4.1 Weiterentwicklung unter Biden und darüber hinaus

Nach der Trump-Präsidentschaft ist mit der neuen Administration unter Präsident Joe Biden eine klimapolitische Kehrtwende zu erwarten. Im Transition-Programm von Biden und Harris ist Klimaschutz als eine der vier dringlichsten Prioritäten benannt. Bidens Nominierungen von Jennifer Granholm als Secretary of Energy, Michael Regan als Administrator der Environmental Protection Agency, Brenda Mallory als Chair of the Council on Environmental Quality, Gina McCarthy als National Climate Advisor und John Kerry als Special Presidential Envoy for Climate wurden allgemein als Bestätigung der hohen politischen Bedeutung von Klimaschutz für Biden und Harris wahrgenommen. Bei Redaktionsschluss hatten die Nachwahlen für zwei Senatssitze in Georgia noch nicht stattgefunden und es war deshalb noch unklar, ob die Demokraten auch die Mehrheit im Senat erhalten. Folgende Analyse beruht im Wesentlichen auf Bidens Aussagen während des Wahlkampfes.

Bidens Ziele, Aussagen und Pläne

Nach Bidens Wahlprogramm sollen die USA bis 2050 das Ziel der Klimaneutralität erreicht haben (Biden 2020). Der Stromsektor soll bis 2035 vollständig dekarbonisiert sein. Dem Pariser Klimaabkommen will Biden bereits am ersten Tag seiner Amtszeit wieder beitreten, woraufhin die USA den Vereinten Nationen im Jahr 2021 einen national festgelegten Klimaschutzbeitrag (NDC) vorlegen müssten. Dazu soll ein im Umfang von zwei Billionen US-Dollar angelegtes Investitions- und Infrastrukturprogramm den Klimaschutz in allen Sektoren vorantreiben.

Während Bidens Unterstützung für Klimaschutz und Erneuerbare Energien abzusehen ist, ist seine Position zur weiteren Nutzung fossiler Energien ambivalent. Einerseits implizieren die obengenannten Ziele, selbst unter großzügigen Annahmen bezüglich der Entwicklung von CCS, eine massive Reduktion der Förderung und des Verbrauchs von fossilen Energieträgern. In einem Fernsehduell mit Trump bekannte Biden sich eindeutig zu dem Vorhaben, aus der Ölindustrie auszusteigen. Biden befürwortete auch ein Fracking-Verbot in Gebieten, die im Besitz der föderalen Regierung sind. Diese machen allerdings nur einen kleinen Anteil des Fracking-Potenzials aus. Andererseits hat Biden im Wahlkampf dem Druck des progressiven Flügels der Demokraten beharrlich widerstanden, sich für ein allgemeines Fracking-Verbot auszusprechen. Das mag auch daran gelegen haben, dass Biden die von der Gasindustrie profitierende Wählerschaft in den Swing States, insbesondere im umkämpften Pennsylvania, nicht vergraulen wollte.

Positive Aussichten für Erneuerbare Energien und Grünwasserstoff

Bidens Wahlprogramm beinhaltet Wasserstoff bereits als festen Teil seines Klimaplans. Beispielsweise ist die Gründung einer neuen Klimaforschungsagentur (ARPA-C) vorgesehen, die u.a. zu Kostensenkungspotenzialen der Elektrolysetechnologie forschen soll (Biden 2020). Auch der „Build Back Better“-Plan des Transition-Teams von Biden und Harris erwähnt Grünwasserstoff („Renewable Hydrogen“) als einen zentralen Baustein der Innovationsstrategie für den Klimaschutz – neben Batterien, negativen Emissionstechnologien, innovativen Gebäudematerialien und Kernkrafttechnologien (Biden-Harris Transition 2020). Nachdem das weltweite Interesse an Wasserstoff so stark angestiegen ist, wird neben dem Klimaschutz auch das Ziel der Technologieführerschaft ein wichtiger Treiber für die Wasserstoffpolitik der Biden-Administration werden.

Mit ziemlicher Sicherheit kann in den nächsten zwei Jahren mit einer Reihe neuer Klimapläne und Dekarbonisierungsstudien gerechnet werden, die die Visionen und Zielsetzungen vieler Bundesstaaten (siehe Kapitel 2.2) und nun auch der föderalen Regierung weiter konkretisieren. Aufgrund der vielen, neu beschlossenen Klimaneutralitätsziele ist davon auszugehen, dass diese Studien und Pläne sich viel mehr auf schwer zu elektrifizierende Sektoren fokussieren werden, als bislang in den USA der Fall war. Dadurch dürfte das Interesse an emissionsarmem Wasserstoff deutlich steigen. Annahmen bezüglich der künftigen Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff dürften optimistischer werden. Nicht nur weil das DoE und seine Forschungs-Labs von den politischen Restriktionen der Trump-Administration, die dazu führten, dass Energieszenarien ohne Berücksichtigung von Klimawandel oder möglichen CO₂-Preisen konzipiert wurden, befreit werden (NREL 2020a, NREL 2020b, siehe Kapitel 2.1 und 3). Sondern auch, weil die neuen Studien und Klimapläne die Auswirkungen der „massive wall of money“ (Liebreich 2020) berücksichtigen werden, die die EU und ihre Mitgliedstaaten im Rahmen des European Green Deals und ihrer jeweiligen Wasserstoffstrategien für Investitionen in Wasserstoff und erneuerbare Energien angekündigt haben. Durch das erhöhte Interesse an Grünwasserstoff dürfte auch das Interesse von US-Investoren und US-Kunden an entsprechenden Technologien aus Deutschland und anderen Ländern steigen.

Fest zu erwarten ist auch eine viel stärkere regulatorische und wirtschaftspolitische Unterstützung seitens der föderalen Regierung für Energieeffizienz, den EE-Ausbau und Grünwasserstoff – im Rahmen von Demonstrationsprojekten, Fördersystemen und unterstützenden ordnungsrechtlichen Maßnahmen. Denn diese Bereiche genießen in den USA einen relativ breiten, teils auch parteiübergreifenden Konsens. Bundesstaaten mit entsprechenden Ressourcen oder besonders ehrgeizigen Klimazielen sind selber daran interessiert, diese Bereiche zu entwickeln. Aber der Politikwechsel in Washington dürfte auch viele bislang eher zögernde Bundestaaten dazu ermutigen, ihre Unterstützung für diese Bereiche zu stärken oder zumindest bestehende Hindernisse abzubauen. Auch die Rufe nach „Green Recovery“ Maßnahmen zur Begrenzung der wirtschaftlichen Schäden der COVID-19-Pandemie könnten katalysierend für Erneuerbare Energien und Wasserstoff wirken. Durch die breite Unterstützung für Erneuerbare Energien und auch dank der niedrigen Bevölkerungsdichte stößt der EE-Ausbau in vielen Teilen der USA auf geringe Akzeptanzprobleme.

Zusammenfassend ist in den USA eine Investitionswelle in Grünwasserstoffprojekte zu erwarten. Wie schnell sie sich entfalten und welche Größe sie annehmen wird, bleibt abzuwarten.

Aussichten für Wasserstoff aus fossilen Quellen weniger eindeutig

Schwieriger zu prognostizieren sind die politischen Entwicklungen hinsichtlich der fossilen Energien und der Kernkraft, die wiederum Auswirkungen auf die zu erwartende Nachfrage

nach und Produktionsbedingungen für Wasserstoff haben werden. Nachdem sich der weitgehend betriebswirtschaftlich bedingte Niedergang der Kohleindustrie selbst unter Trump trotz seiner Wahlversprechen weiter beschleunigt hat (EIA 16.06.2020, Bloomberg 17.08.2020), erscheint dessen Fortsetzung unter Biden ebenso wahrscheinlich wie die Einführung entschlossener Maßnahmen für den sozialen Ausgleich in Kohleregionen („Just Transition“) (Piria 2020). Anders als in Australien (adelphi 2019a), wo die Regierung die Produktion von kohlebasiertem Wasserstoff unterstützt, legen die derzeitigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in den USA nicht nahe, dass die Kohlevergasung eine große Rolle für die Wasserstoffproduktion in den USA spielen wird.

Hingegen ist der politische Rahmen für die Gasindustrie und damit auch für die Produktion von blauem Wasserstoff aus Erdgas unklar. Selbst wenn die Demokraten beide Stichwahlen in Georgia gewinnen würden, wäre ihre hauchdünne Mehrheit im Senat abhängig von der Unterstützung einzelner demokratischer Senatoren aus Staaten, die wirtschaftlich immer noch auf die Gasindustrie angewiesen sind, wie Joe Manchin aus West Virginia und Bob Casey aus Pennsylvania. Andererseits gibt es Mitglieder des Biden Transition Teams wie Jonathan Elkind, die sich kompetent für eine stringenteren Umweltregulierung der Gasindustrie geäußert haben (Elkind et al. 2020). Wahrscheinlicher ist es daher, dass sich die Wasserstoffdebatte in den USA eher an der Emissionsintensität, wie der kalifornische Low Carbon Fuel Standard (siehe Kapitel 1.5) zeigt, als an der „Wasserstoff-Farbenlehre“ orientieren wird. Anders als in Deutschland ist die gesellschaftliche Akzeptanz für CCS in den USA nicht beeinträchtigt. CO₂-Speicherstätten in geographischer Nähe der Gasvorkommen – oft in Regionen mit niedriger Bevölkerungsdichte – sind großskalig verfügbar. Ein prinzipieller Ausschluss oder auch nur eine direkte politische Benachteiligung von blauem Wasserstoff ist daher angesichts der heutigen Debatte nicht absehbar. Diese beruht allerdings auf der falschen Grundlage, dass blauer Wasserstoff klimaneutral sei. Die IEA geht jedoch davon aus, dass nach SMR mit CCS-Verfahren 10 bis 44% der CO₂-Emissionen verbleiben (IEAGHG 2017). Hinzu kommt der Methanschlupf.

Durch die zunehmende politische Fokussierung der Klimaneutralität ist zu erwarten, dass die Kluft zwischen den Klimaneutralitätszielen und der tatsächlichen Klimabilanz von blauem Wasserstoff in den USA in naher Zukunft stärker thematisiert wird. Darüber hinaus gibt es weitere Gründe, die daran zweifeln lassen, dass blauer Wasserstoff einen wesentlichen Anteil an der zusätzlichen Wasserstoffproduktion in den USA ausmachen wird. Trotz der intensiven, milliardenschweren Förderung über Jahrzehnte sind die Fortschritte bei der Entwicklung von CCS in den USA weiterhin sehr bescheiden (Folger 2018, EFI 2020). Im Jahr 2020 erlitt CCS einen weiteren Rückschlag, als die größte Anlage in den USA stillgelegt wurde, nachdem die Nachfrage nach CO₂ für die tertiäre Ölgewinnung aufgrund der sinkenden Erdölnachfrage zusammengebrochen war (IEEFA 2020). Gleichzeitig werden Wind- und Solarenergie immer günstiger und sind in vielen Teilen der USA breit verfügbar und außerordentlich preiswert. Viele Analysten erwarten, dass die Produktionskosten für Grünwasserstoff bereits bis 2030 so nah an denen für Blauwasserstoff sein werden (Liebreich 2020, siehe auch Kapitel 3.3), dass eine relativ niedrige THG-Bepreisung den Unterschied ausgleichen würde. Dieser Prozess könnte durch die entstehende Möglichkeit beschleunigt werden, Methan-Emissionen per Satellitenüberwachung zu erkennen (Elkind et al. 2020), was die klimapolitische Glaubwürdigkeit von Blauwasserstoff schwächen dürfte. Ähnlich wie in Europa wird die US-Umweltbewegung angesichts des Niedergangs der Kohleindustrie ihre Opposition mehr in Richtung der Gasindustrie ausrichten (Piria 2020). Dadurch könnten die Umweltauflagen für die Gasindustrie – etwa in Bezug auf Methanschlupf oder Grundwasserverunreinigungen – deutlich strenger werden, was wiederum die Investitionssicherheit beeinträchtigen und die Produktionskosten für Blauwasserstoffsteigen lassen würde. Schließlich erfordern CCS-Investitionen lange

Amortisierungszeiten. Das Zeitfenster, bevor sich die Blau- und Grünwasserstoffproduktion in ihrer Wettbewerbsfähigkeit annähern, könnte zu kurz sein, um den Aufbau großskaliger Produktionskapazitäten für Blauwasserstoff zu ermöglichen.

Wasserstoff aus Kernkraft möglich, wahrscheinlich aber nicht überwiegend

Wasserstoff aus Kernkraft ist ein Thema in aktuellen NREL-Szenarien (NREL 2020a, NREL 2020b), die die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE) in Verbindung mit bestehenden oder neuen Kernkraftwerken separat berücksichtigen. Allerdings glaubt auch in den USA kaum jemand mehr an die Vision der Kernkraft als „too cheap to meter“ oder auch nur an die früher verbreitete Auffassung, dass sie relativ preiswert sei. Zu den früher eher impliziten Subventionen sind in einigen Bundesstaaten (Connecticut, Illinois, New Jersey, New York und Ohio) explizite Förderinstrumente dazu gekommen, um zumeist alte Kernkraftwerke vor einer drohenden Schließung aus betriebswirtschaftlichen Gründen zu schützen. Solche Förderprogramme werden mit dem Verweis auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit begründet und allgemein akzeptiert.

Ein vermutlich starker Treiber für eine Fortsetzung der Förderung der Kernkraft ist der Wunsch, die technologischen und industriellen Kapazitäten aufrechtzuerhalten, von denen auch das Militär stark profitiert. Dieses Argument wurde vom ehemaligen Secretary of Energy unter Obama, Ernest Moniz, öffentlich vertreten (Moniz 2016), der vor der Nominierung von Jennifer Granholm als möglicher Kandidat für die gleiche Funktion unter Biden galt. Ein sehr großer Anteil des Personals und der Ressourcen des DoE sind dem Kernwaffenprogramm gewidmet. In diesem Kontext ist es durchaus denkbar, dass eine Kombination von großskaligen Elektrolyseuren mit bestehenden Kernkraftwerken und/oder mit neuen, sich noch in der Entwicklung befindenden „Small Modular Reactors“ gefördert wird. Strategisch-militärische Überlegungen und das institutionelle Interesse des großen DoE-Apparats wirken darauf hin, dass eine neue Generation von Kernkraftwerken gebaut wird, die die Fortsetzung der Kernkraftnutzung nach der Stilllegung der alternden Flotte¹² an Bestandkernkraftwerken garantieren kann. Allerdings erscheint es unwahrscheinlich, dass die Förderungsbereitschaft so hoch sein wird, dass ein wesentlicher Anteil des künftigen Wasserstoffbedarfs durch Strom aus Kernkraftwerken produziert werden könnte. Dagegen sprechen die ungünstigen wirtschaftlichen Kennwerte der Kernenergie, die Tatsache, dass in den USA fast 70 Jahre nach Beginn der zivilen Nutzung der Kernenergie noch kein plausibler Prozess für die Identifikation von Endlagerstandorten für den hochradioaktiven Abfall beschlossen wurde sowie die damit verbundenen Akzeptanzprobleme in vielen Bundesstaaten (WNISR 2020).

Aussichten für Wasserstoffanwendungen

Hinsichtlich der Wasserstoffanwendungen wird sich aus der Welle an neuen Studien und Klimaplänen voraussichtlich ein stärkerer Fokus auf die Bereiche Industrie, Luftfahrt, Schifffahrt und Langzeit-Stromspeicherung und deutlich weniger Interesse für Anwendungen im PKW-Verkehr ergeben. Denn in diesen Bereichen sind die wirtschaftlichen und energetischen Kennwerte nicht grundsätzlich anders als in Europa, wo sich bereits ein breiter Konsens in diese Richtung bildet. In Bezug auf den Ferngüterverkehr sind die Bedingungen für die Nutzung von Wasserstoff in den USA eventuell günstiger als in Europa. Denn in großen Teilen des Landes sind die räumliche Dichte der Bevölkerung und die wirtschaftlichen Aktivitäten viel

¹² Im Juli 2020 betrug das Durchschnittsalter der 95 sich im Betrieb befindenden Reaktoren in den USA 40 Jahre. 87 Reaktoren waren seit mehr als 30 Jahren in Betrieb, 46 seit mehr als 40 Jahren. Unter Trump genehmigte die durch die föderale Regierung kontrollierte Nuclear Regulatory Commission erstmals Laufzeitverlängerungen auf bis zu 80 Jahre. Angesichts etlicher Schließungen aus betriebswirtschaftlichen Gründen lange vor dem Auslaufen der Genehmigungen erscheint es jedoch unwahrscheinlich, dass all diese Reaktoren ihre Maximallaufzeit erreichen werden (WNISR 2020).

niedriger als in Europa. Dadurch wird es in großen Teilen der USA schwieriger sein, Oberleitungen für den batterieelektrisch betriebenen Ferngüterverkehr auf Fernrouten wirtschaftlich auszubauen. Außerdem dürften die derzeitigen Vorteile der BZ-LKWs hinsichtlich der Reichweite im Vergleich zu batterieelektrischen LKWs schwerer wiegen als in Europa.

Zusammenfassung dieses Kapitels

Zusammenfassend ist mit großer Wahrscheinlichkeit zu erwarten, dass auch in den USA eine Welle von Investitionen in Grünwasserstoffproduktion, Wasserstoffinfrastruktur und Anwendungen in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren bevorsteht – wenn auch etwas verspätet im Vergleich zu Europa. Investitionen werden voraussichtlich durch Förderprogramme für neue Technologien, Demonstrationsprojekte sowie durch die Aussicht auf eine breitere Umsetzung von CO₂-Bepreisungssystemen und andere klimapolitischen Maßnahmen auf föderaler und bundesstaatlicher Ebene angestoßen. Beim Markthochlauf von Grünwasserstoff in den USA könnten mittelfristig auch freiwillige Einkäufe von Großverbrauchern, die ihre Klimabilanz verbessern wollen, eine wichtige Rolle spielen. Das ist in den USA bereits beim EE-Ausbau im Stromsektor der Fall, wo Power Purchase Agreements eine viel größere Rolle spielen als in Deutschland und in Europa. Auch das strategische Interesse der Technologieanbieter, sich im global wachsenden Markt für Elektrolyse und Wasserstofftechnologien zu positionieren, dürfte Investitionsentscheidungen vorantreiben. Investitionen in die Produktion von Blauwasserstoff und atomstrombasierten Wasserstoff sind ebenfalls durchaus denkbar, auch wenn diese derzeit noch nicht absehbar sind und aus den obengenannten Gründen voraussichtlich in einem deutlich kleineren Umfang als in Grünwasserstoff erfolgen würden.

4.2 Die USA als möglicher Grünwasserstoffexporteur

In einer künftigen klimaneutralen Weltwirtschaft könnten die USA nicht nur den eigenen Energiebedarf vollständig mit Erneuerbaren Energien – teils in Wasserstoff umgewandelt – decken, sondern auch große Mengen an Grünwasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern exportieren. Das suggerieren die im Kapitel 3.1 dargestellten Potenziale eindeutig. Falls blauer Wasserstoff durch derzeit nicht absehbare technologische Entwicklungen oder durch physische Kompensation – etwa durch Direct Air Capture – tatsächlich klimaneutral werden und dabei wirtschaftlich bleiben kann, oder falls neuartige Produktionsprozesse wie die Pyrolyse technisch machbar und wirtschaftlich würden, wäre das US-Exportpotenzial für klimaneutralen Wasserstoff aufgrund der großen Erdgasreserven noch wesentlich größer.

Mittel- und langfristig kann die Bedeutung dieser Feststellungen kaum überschätzt werden. Denn sie eröffnen die Möglichkeit für die USA, den wahrgenommenen Zielkonflikt zwischen Klimaschutz, Wirtschaftsinteressen sowie Außen- und Sicherheitspolitik aufzulösen, und damit auch konservative US-Kreise für eine energiepolitisch progressive Agenda zu gewinnen. Erstens kann die Aussicht auf eine breite Anwendung von inländisch produziertem Grünwasserstoff die US-Debatte über einen Ausstieg aus der fossilen Energieförderung von außen- und sicherheitspolitischen Aspekten entkoppeln. Zweitens untergräbt die Möglichkeit, ein großer Exporteur von Grünwasserstoff zu werden, das auch weit jenseits des Trump-Lagers verbreitete Narrativ, dass die heimische fossile Energieförderung ein unverzichtbarer Eckpfeiler der künftigen Exportwirtschaft und Prosperität der USA sei.

Unter Biden wird der aggressive Ton der von Trump proklamierten „American Energy Dominance“ Agenda zwar bestimmt abklingen. Aber auch für die Demokraten ist die Aufrechterhaltung des durch die *shale gas revolution* neu gewonnenen Selbstverständnisses der USA als zunehmend energieunabhängiges und energieexportierendes Land von großer Bedeutung. Eine Rückkehr zu der seit den 1970er Jahren als bedrohlich empfundenen Vulnerabilität gegenüber externen Öl-Angebotsschocks würde für die USA politisch nicht in Frage kommen. Andererseits wird die Fortsetzung der LNG-Exportstrategie für die USA langfristig ohnehin an Plausibilität verlieren, da immer mehr potenzielle Importländer sich zur Klimaneutralität bekennen.

Der deutsch-amerikanischen Beziehung bietet Grünwasserstoff die Möglichkeit, einen klimapolitisch tragfähigen Diskurs über den transatlantischen Energiehandel zu führen. Statt über wirtschaftlich und klimapolitisch fragwürdige LNG-Importterminals zu reden, die Deutschland wahrscheinlich nicht brauchen wird, könnten beide Länder die Weichen für einen künftigen transatlantischen Grünwasserstoffhandel stellen. Dabei könnte Deutschland seine Vision, mit Erreichung der Klimaneutralität grundsätzlich auf Erdgasimporte zu verzichten, konkretisieren und für die USA greifbarer machen. So könnte Deutschland der (nicht nur) in den USA parteiübergreifend verbreiteten Kritik an Nord Stream 2 konstruktiv und nachhaltig begegnen. Diese Aussicht würde auch einen zusätzlichen Anreiz für die USA schaffen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu intensivieren und die eigene Emissionsintensität schneller zu reduzieren. Denn für Deutschland wären Grünwasserstoffimporte aus Ländern und Regionen mit emissionsintensiven Energiesystemen in der Übergangsphase vielleicht denkbar, aber auf Dauer klimapolitisch nicht sinnvoll.

Die Vision, dass die USA eines Tages zum Exporteur von Grünwasserstoff werden könnten, wurde zwar von ausländischen Think Tanks bereits erwogen (Weltenergieat 2018, adelphi et al. 2019), wird in der US-Debatte aber bislang nur in Einzelfällen ausgesprochen (De Blasio und Pflugmann 2020). Sonst tauchte diese Idee in der für die vorliegende Studie begutachteten, umfangreichen Literatur sowie in fast 20 von adelphi durchgeführten Interviews mit Energie- und Klimaexperten aus der Zeit zwischen September und November 2020 nicht einmal auf (Piria 2020). Die Erkenntnis des US-Exportpotenzials könnte sich aber in naher Zukunft durch die zu erwartende Welle an Klimaneutralitätsstudien (siehe Kapitel 4.1) im US-Energiediskurs etablieren. Die Beschleunigung dieses Erkenntnisprozesses zu unterstützen, ist eine sinnvolle Aufgabe für Deutschlands energiepolitischen Dialog mit den USA.

Ob die USA auf Dauer tatsächlich einen ambitionierten Klimaschutz verfolgen werden, bleibt abzusehen. In einem klimapolitisch pessimistischeren, aber durchaus plausiblen Szenario könnte es dazu kommen, dass die Biden-Administration ihr Energiewende- und Klimaprogramm aufgrund interner politischer Widerstände nur halbherzig umsetzen kann, während die Republikaner auf ihrer klimaskeptischen Haltung beharren und aus zukünftigen Wahlen wieder als Sieger hervorgehen. In einem solchen Szenario würden das Ziel der Klimaneutralität oder auch sonstige ambitionierte Klimaziele für die USA in die Ferne rücken und damit auch die Relevanz von breit angelegten Wasserstoffanwendungen an Bedeutung verlieren.

5. Kooperationspotenziale für Deutschland

Mit der Biden-Administration eröffnet sich für Deutschland die Möglichkeit, eine strukturierte Zusammenarbeit mit der US-Regierung im Bereich Energiewende aufzubauen. Eventuell könnte auch eine Energiepartnerschaft eingegangen werden, wie Deutschland sie bereits mit vielen anderen Ländern führt. Zusätzlich zu den klassischen Themen solcher Energiepartnerschaften – wie etwa Energieeffizienz, Ausbau der Erneuerbaren Energien, Strommarktdesign, Stromsystembetrieb bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien, sozialgerechte Gestaltung der Energiewende – könnte Wasserstoff im vertieften Energiedialog mit den USA eine wichtige Rolle spielen.

Die derzeitige Dynamik beim Thema Wasserstoff – sowohl in Deutschland als auch international – könnte für eine schnelle Ansprache der neuen US-Administration und für eine Anbahnung einer Energiepartnerschaft genutzt werden. Dabei kann insbesondere auch das deutsche Interesse an potenziellen Grünwasserstoffimporten aus den USA bekundet und somit auch der Blick innerhalb der USA auf ihr Exportpotenzial gelenkt werden. Zudem könnte die Aussicht auf einen zukünftigen Wasserstoffhandel die Differenzen hinsichtlich Nord Stream 2 und US-LNG Importen etwas entspannen.

Der anstehende US-Diskurs zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 wäre eine gute und geeignete Gelegenheit für einen solchen Austausch. Eine transatlantische Angleichung der Visionen über die sinnvolle Rolle von Wasserstoff in einer künftigen klimaneutralen Wirtschaft kann für beide Seiten von Vorteil sein. Besonders der Vergleich oder eventuell sogar die gemeinsame Entwicklung von Visionen und Szenarien zur Emissionsminderung in schwer zu dekarbonisierenden Wirtschaftsbereichen wie energieintensiven Industrieprozessen, der Luftfahrt und Langstreckenschifffahrt sowie dem Ferngüterverkehr wäre lohnenswert. Ein Austausch über Wasserstoffanwendungen zur Stromerzeugung lässt sich am besten in Zusammenhang und Vergleich mit anderen Flexibilitätsquellen führen. In den Dialog können dabei Deutschlands Erfahrungen in Bezug auf die Integration hoher Anteile an fluktuierenden Erneuerbaren Energien ins Stromsystem einfließen.

Durch die Größe ihres Markts und ihr gewaltiges Produktionspotenzial könnten die USA mittelfristig eine wichtige Rolle in der Entwicklung international anerkannter Nachhaltigkeitskriterien für Grün- und Blauwasserstoff spielen. Auch wenn diese Debatte in den USA noch nicht wirklich Fahrt aufgenommen hat, ist die Entwicklung divergierender Interessen innerhalb der USA bereits zu erwarten. Die Gasindustrie und die US-Bundesstaaten mit großen Gasreserven könnten für lockere Nachhaltigkeitskriterien für fossilen Wasserstoff plädieren. Interessante Dialogpartner für Deutschland sind in diesem Feld daher neben der föderaler Ebene auch US-Bundesstaaten, die mit Deutschland hinsichtlich der folgenden Interessensfelder übereinstimmen: hohe Umweltstandards, ambitionierte Klimaziele, Fokus auf Grünwasserstoff, Unabhängigkeit von Einnahmen durch Erdgasförderung und Reduktion der eigenen fossilen Importe. Zu diesen Staaten gehören insbesondere Kalifornien sowie die klimapolitisch engagierten, auf Energieimporte angewiesenen und wirtschaftsstarken Bundesstaaten im Nordosten der USA. Eine Angleichung der Positionen zu Nachhaltigkeitskriterien zwischen diesen US-Bundesstaaten, Deutschland und ggfs. anderen künftig Wasserstoff importierenden Ländern würde die Chancen erhöhen, dass sich die Wasserstoffproduktion der USA tatsächlich in Richtung Klimaneutralität entwickelt.

Darüber hinaus ergeben sich Chancen für Austausch und Kooperation entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette. Eine transatlantische Zusammenarbeit in diesem Zukunftsfeld könnte Unternehmen auf beiden Seiten des Atlantiks helfen, schneller Skaleneffekte zu

erreichen und damit auch der asiatischen Konkurrenz stärker zu begegnen. Besonders derzeitige Schwerpunkte in der Forschung wie Elektrolyse, Stahlproduktion, Luftfahrt, Technologien für den Transport und für die Umwandlung von Wasserstoff zu wasserstoffbasierten Energieträgern könnten Schlüsselthemen für die Zusammenarbeit werden. Denkbar wären beispielsweise gemeinsame Projekte zur Erforschung und Erprobung von technischen Lösungen sowie eine Zusammenarbeit bei der Etablierung von technischen und kommerziellen Standards für den Überseetransport von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Molekülen.

Auch bezüglich des notwendigen Infrastrukturaufbaus – wie etwa bei der Umrüstung bestehender Methanetze und/oder beim Ausbau neuer dedizierter Pipeline-Systeme – besteht Potenzial für einen Austausch zu technologischen Optionen und Förderkonzepten, insbesondere da die USA das Land mit dem längsten Wasserstoffpipelinenetz weltweit sind. Unter diesem Aspekt und der Tatsache, dass die USA heute der zweitgrößte Wasserstoffproduzent und – Verbraucher sind, könnte auch die Koordination bei der Fortentwicklung technischer Standards sinnvoll sein.

Auch eine Machbarkeitsstudie zur Untersuchung der Wertschöpfungskette für Grünwasserstoff zwischen den USA und Deutschland, wie derzeit im Projekt „HySupply“ zwischen Deutschland und Australien durchgeführt wird, wäre denkbar. So könnte durch die Identifizierung von wirtschaftlichen Geschäftsmodellen der Grundstein für den transatlantischen Handel gelegt werden. In diesem Zusammenhang könnten auch gemeinsame Konzepte zur Entwicklung von Wasserstoff-Export-Hubs in den USA und Importinfrastruktur in Deutschland entwickelt werden. Dafür würde sich insbesondere eine Zusammenarbeit mit Texas anbieten, das ein besonders großes Exportpotenzial für Grünwasserstoff und eine bereits weit entwickelte Chemie- und Gasindustrie hat (siehe Annex).

Um die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in den USA und damit auch deutsche Technologieexporte zu unterstützen, ist auch die Förderung von gemeinsamen Demonstrationsprojekten denkbar. Für deutsche Unternehmen könnten sich durch die angestrebte Dekarbonisierung der US-Wirtschaft und eine wachsende Grünwasserstoffindustrie umfangreiche Absatzmöglichkeiten für Technologien im Bereich EE-Stromerzeugung sowie entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette von der Elektrolyse, Speicherung, Transport bis hin zu allen Anwendungsbereichen ergeben. Für die gemeinsame Förderung würden sich auf föderaler Ebene das „Hydrogen and Fuel Cells Program“ und die „H2@Scale Initiative“ des DoE anbieten. Wichtige Partner können auch die Bundesstaaten mit besonders guten Produktionsbedingungen und/oder Interesse an der Nutzung von Grünwasserstoff sein. Zum Beispiel könnten gemeinsame Leuchtturmprojekte zur Erprobung neuer Technologien mit Kalifornien oder anderen Staaten mit außergewöhnlich guten Wind- oder Solarressourcen wie z.B. Texas angestrebt werden.

Literaturverzeichnis

Alle Internetquellen wurden zuletzt zwischen dem 30. November und dem 7. Dezember 2020 abgerufen.

adelphi et al. 2019: Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Berlin: adelphi. <https://www.adelphi.de/de/publikation/gr%C3%BCner-wasserstoff-internationale-kooperationspotenziale-f%C3%BCr-deutschland>

adelphi 2019a: Die Wasserstoffdebatte in Australien. Berlin: adelphi. <https://www.adelphi.de/de/publikation/die-wasserstoffdebatte-australien>

adelphi 2019b: Wasserstoffpolitik in Kalifornien. Berlin: adelphi. <https://www.adelphi.de/de/publikation/wasserstoffpolitik-kalifornien>

AFDC (Alternative Fuels Data Center) 2020a: Hydrogen Fueling Station Locations. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_locations.html#/find/nearest?fuel=HY

AFDC (Alternative Fuels Data Center) 2020b: Hydrogen Laws and Incentives in New York. <https://afdc.energy.gov/fuels/laws/HY?state=ny>

Agora Verkehrswende 2019: Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen. <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimabilanz-von-strombasierten-antrieben-und-kraftstoffen-1/>

Air Liquide 08.10.2019: Air Liquide committed to producing renewable hydrogen for the West Coast mobility market with new liquid hydrogen plant. <https://www.airliquide.com/united-states-america/air-liquide-committed-producing-renewable-hydrogen-west-coast-mobility-market>

Barbir, F. 2005: Fuel Cells and Hydrogen Economy, in: Chemical Industry & Chemical Engineering Quarterly 1(3) 105-113. <http://www.ache.org.rs/CICEQ/>

Biden 2020: The Biden Plan for a Clean Energy Revolution and Environmental Justice. <https://joebiden.com/climate-plan/#>

Biden-Harris Transition 2020: Climate Change. The Biden-Harris plan to create union jobs by tackling the climate crisis. <https://buildbackbetter.com/priorities/climate-change/>

Bloomberg 17.08.2020: Coal's Days May Be Over in the U.S. <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2020-08-17/coal-is-in-spectacular-u-s-decline-despite-trump-orders>

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) 2019: Hydrogen: The Economics of Production From Renewables.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) 2020: Hydrogen Economy Outlook. Key messages. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

Brändle, G., Schönfisch, M. und Schulte, S. 2020: Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf

- Brown, D. 2015: Hydrogen Production and Consumption in the US. The Last 25 Years, in: CryoGas International, September 2015. https://www.researchgate.net/publication/296332889_Hydrogen_Production_and_Consumption_in_the_US_The_Last_25_Years
- Brown, D. 2016. US and World Hydrogen Production – 2014. Pacific Northwest National Laboratory, in: CryoGas International, March 2016. https://www.researchgate.net/publication/301959555_US_and_World_H2_Production_2014
- Business Wire 20.05.2020: World's Largest Green Hydrogen Project to Launch in California. <https://www.businesswire.com/news/home/20200520005256/en/World%E2%80%99s-Largest-Green-Hydrogen-Project-Launch-California>
- CAFCP (California Fuel Cell Partnership) 06.05.2020: Retail Hydrogen Fueling Station Network Update. <https://cafc.org/sites/default/files/April-8-2020-Retail-H2-Fueling-Station-Network-Update.pdf>
- CalEPA (California Environmental Protection Agency) 2020: Carbon Neutrality Studies: Reducing Transportation Fossil Fuel Demand and Emissions, and Managing the Decline in Transportation Fossil Fuel Supply. <https://calepa.ca.gov/climate/carbon-neutrality-studies/>
- CARB (California Air Resources Board) 2020a: 2020 Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development. https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-09/ab8_report_2020.pdf
- CARB (California Air Resources Board) 2020b: Unofficial electronic version of the Low Carbon Fuel Standard Regulation, July 1, 2020. https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-07/2020_lcfs_fro_oal-approved_unofficial_06302020.pdf
- CARB (California Air Resources Board) 2020c: Current Fuel Pathways spreadsheet. https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/fuels/lcfs/fuelpathways/current-pathways_all.xlsx
- CARB (California Air Resources Board) 25.06.2020: California takes bold step to reduce truck pollution. <https://ww2.arb.ca.gov/news/california-takes-bold-step-reduce-truck-pollution>
- CEC (California Energy Commission) 17.10.2018: Creating Dedicated Renewable Hydrogen Supply. California Fuel Cell Partnership Executive Board Meeting. https://cafc.org/sites/default/files/OCT17-EB-4_H2Production-CEC-Baronas.pdf
- CEC (California Energy Commission) 2019: Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2019 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California. <https://ww2.energy.ca.gov/2019publications/CEC-600-2019-039/CEC-600-2019-039.pdf>
- Census Bureau 2010: Population Density by County: 2010. <https://www.census.gov/library/visualizations/2010/geo/population-density-county-2010.html>
- Christensen, A. 2020: Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe: International Council on Clean Transportation (ICCT), Three Seas Consulting. <https://theicct.org/publications/assessment-hydrogen-production-costs-electrolysis-united-states-and-europe>
- Clark et. al. 2019: Documentation of Maryland PATHWAYS Scenario Modeling, 2019 GGRA Draft Plan. Energy and Environmental Economics (E3). <https://mde.maryland.gov/programs/Air/ClimateChange/Documents/2019GGRAPlan/Appendices/Appendix%20F%20-%20Documentation%20of%20Maryland%20PATHWAYS%20Scenario%20Modeling.pdf>
- Colorado Hydrogen Network 2020: Initiatives. <https://www.colorado-hydrogen.org/initiatives>

- CORE2 2020: Global CCS Facilities Database. <https://co2re.co/FacilityData>
- De Blasio, N. und Pflugmann, F. 2020: The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets, in: Geopolitics, History, and International Relations 12(1): 9–44. <https://www.belfercenter.org/publication/geopolitics-renewable-hydrogen-low-carbon-energy-markets>
- DoE (U.S. Department of Energy) 2006: Potential Roles of Ammonia in a hydrogen Economy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_h2_storage_white_paper_2006.pdf
- DoE (U.S. Department of Energy) 2019: Current Hydrogen Market Size: Domestic and Global, Hydrogen and Fuel Cells Program Record #19002. <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19002-hydrogen-market-domestic-global.pdf>
- DoE (U.S. Department of Energy) 2020a: Hydrogen Strategy. Enabling a Low-Carbon Economy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf
- DoE (U.S. Department of Energy) 2020b: H2@Scale: Enabling affordable, reliable, clean, and secure energy across sectors. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/hfto-h2-at-scale-handout-2020.pdf>
- DoE (U.S. Department of Energy) 2020c: H2@Scale, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>
- DoE (U.S. Department of Energy) 2020d: Hydrogen and Fuel Cell Activities, Progress and Plans: September 2016 to August 2019. Fifth Report to Congress January 2020. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/epact_fifth_report_sec811.pdf
- DoE (U.S. Department of Energy) 2020e: Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis – 2019, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf
- Doe & Dol (Department of Energy & Department of Interior) 2016: National Offshore Wind Strategy, 2016. <https://www.energy.gov/eere/wind/downloads/national-offshore-wind-strategy-facilitating-development-offshore-wind-industry>
- EFI (Energy Futures Initiative), Stanford Precourt Institute for Energy, Stanford Earth 2020: An Action Plan for Carbon Capture and Storage in California: Opportunities, Challenges, and Solutions. <https://sccc.stanford.edu/sites/g/files/sbiybj7741/f/efi-stanford-ca-ccs-full-rev1.vf-10.25.20.pdf>
- EIA (U.S. Energy Information Administration) 2009: Gas Production in Conventional Fields, Lower 48 States. <https://www.eia.gov/maps/maps.htm>
- EIA (U.S. Energy Information Administration) 2019: Shale Gas and Oil Plays, Lower 48 States. <https://www.eia.gov/maps/maps.htm>
- EIA (U.S. Energy Information Administration) 2020a: Annual Energy Outlook 2020, Table: Table 39. Light-Duty Vehicle Stock by Technology Type, Case: Reference case. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=49-AEO2020®ion=0-0&cases=ref2020&start=2019&end=2020&f=A&linechart=~ref2020-d112119a.10-49-AEO2020~~~&ctype=linechart&sourcekey=0>
- EIA (U.S. Energy Information Administration) 2020b: Annual Energy Outlook 2020, with projections to 2050. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf>

EIA (U.S. Energy Information Administration) 2020c: State Historical Tables for 2019, released September 2020. <https://www.eia.gov/electricity/data.php#generation>

EIA (U.S. Energy Information Administration) 2020d: 2019 U.S. coal production falls to its lowest level since 1978. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44536#>

EIA (U.S. Energy Information Administration) 16.06.2020: U.S. coal consumption continues to decline across all sectors, in: Today in Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44115>

Elkind, J., Blanton, E., Denier Van der Gon, H., Kleinberg, R. und Leemhuis, A. 2020: No-where to Hide: Implications for Policy, Industry, and Finance of Satellite-Based Methane Detection. New York City: Columbia Center on Global Energy Policy. <https://www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/nowhere-hide-implications-policy-industry-and-finance-satellite-based-methane-detection>

Energy Innovation 2020: Mahajan, M., Orvis, R. and Aggarwal, S.: Modelling the Climate Crisis Action Plan, Energy Innovation Policy & Technology. https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2020/07/Modeling-the-Climate-Crisis-Action-Plan_FOR-RELEASE.pdf

FCHEA (Fuel Cell and Hydrogen Energy Association) 2020: Road Map to a US Hydrogen Economy - Reducing emissions and driving growth across the nation. <http://www.fchea.org/us-hydrogen-study>

Folger, P. 2018: Carbon Capture and Sequestration (CCS) in the United States. Congressional Research Service. <https://fas.org/sqp/crs/misc/R44902.pdf>

FuelCellsWorks 05.03.2020: Development of the FuelCell Energy Project at Toyota's Port of Long Beach Facility to Proceed. <https://fuelcellsworks.com/news/development-of-the-fuelcell-energy-project-at-toyotas-port-of-long-beach-facility-to-proceed/>

Hawken, P., Lovins A. und Lovins H. 1999: Natural Capitalism: Creating the Next Industrial Revolution. Boston: Little, Brown & Company

Hévin, G. 2019: Underground storage of hydrogen in salt caverns, Presentation at European Workshop on Underground Energy Storage, 7-8 November 2019, Paris. <http://www.energynet.eu/sites/default/files/3-Hevin-Underground%20Storage%20H2%20in%20Salt.pdf>

HyARC (Hydrogen Analysis Resource Center) 2016a: Merchant Hydrogen Plant Capacities in North America, Contains data on location, capacity, hydrogen source, and customers for individual plants. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/merchant-hydrogen-plant-capacities-north-america>

HyARC (Hydrogen Analysis Resource Center) 2019a: Captive, On-Purpose, Refinery Hydrogen Production. Data were obtained from the Energy Information Administration's June 21, 2019 Refinery Capacity Report. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/captive-purpose-refinery-hydrogen-production-capacities-individual-us>

HyARC (Hydrogen Analysis Resource Center) 2019b: Top U.S. Refinery Captive, On-Purpose, Hydrogen Producers. Data taken from the Energy Information Administration's June 21, 2019 Refinery Capacity Report. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/top-us-refinery-captive-purpose-hydrogen-producers>

HyARC (Hydrogen Analysis Resource Center) 2020a: Inventory of U.S. Over-The-Road Hydrogen-Powered Vehicles, Last update: 9/30/2020. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/inventory-us-over-road-hydrogen-powered-vehicles>

- Hydrogen Council 2020: Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>
- Hydrogen Europe 2017: Hydrogen Transport & Distribution. <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-transport-distribution>
- Iaconangelo, D. 2020: The math doesn't yet add up, net-zero plans fall short. E&E News. <https://www.eenews.net/stories/1063714435>
- IEA (International Energy Agency) 2019: The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA (International Energy Agency) 2020: Hydrogen Projects Database, June 2020. <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>
- IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) 2017: Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS. IEAGHG Technical Report 2017-02. <https://ieaghg.org/component/content/article/49-publications/technical-reports/784-2017-02-smr-based-h2-plant-with-ccs>
- IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) 2018: The carbon capture project at Air Products' Port Arthur Hydrogen Production Facility, 2018/05. <https://ieaghg.org/publications/technical-reports/reports-list/9-technical-reports/956-2018-05-the-ccs-project-at-air-products-port-arthur-hydrogen-production-facility>
- IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis) 2020: Petra Nova Mothballing Post-Mortem: Closure of Texas Carbon Capture Plant Is a Warning Sign. <https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/08/Petra-Nova-Mothballing-Post-Mortem-August-2020.pdf>
- IHS Markit 2018: Hydrogen, Chemical Economics Handbook. <https://ihsmarkit.com/products/hydrogen-chemical-economics-handbook.html>
- IRENA (International Renewable Energy Agency) 2019: Hydrogen: A renewable energy perspective. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- Liebreich, M. 2020: Separating Hype from Hydrogen – Part One: The Supply Side, in: BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>
- Maclaurin, G., Grue, N., Lopez, A., Heimiller, D. 2019: The Renewable Energy Potential (reV) Model: A Geospatial Platform for Technical Potential and Supply Curve Modeling. NREL/TP-6A20-73067. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73067.pdf>
- Mallapragada, D., Gençer, E., Insinger, P., Keith, D.W. und O'Sullivan, F. M 2020: Can Industrial-Scale Solar Hydrogen Supplied from Commodity Technologies Be Cost Competitive by 2030?, in: Cell Reports Physical Science, 23 September 2020. <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100174>
- MDE (Maryland Department of the Environment) 2019: Greenhouse Gas Emissions Reduction Act Draft Plan, 2019 GGRA Draft Plan, October 2019. [https://mde.maryland.gov/programs/Air/ClimateChange/Documents/2019GGRA-Plan/2019%20GGRA%20Draft%20Plan%20\(10-15-2019\)%20POSTED.pdf](https://mde.maryland.gov/programs/Air/ClimateChange/Documents/2019GGRA-Plan/2019%20GGRA%20Draft%20Plan%20(10-15-2019)%20POSTED.pdf)
- Meadows, D. 1999: Amory Lovins sees the future and it is hydrogen, in: GRIST, 10 May 1999. <https://grist.org/article/future/>

Myhre, G., Shindell, D., Bréon, F.-M., Collins, W., Fuglestedt, J., Huang, J., Koch, D., Lamarque, J.-F., Lee, D., Mendoza, B., Nakajima, T., Robock, A., Stephens, G., Takemura, T. und Zhang, H. 2013: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, in: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf

National Academy of Sciences 2004: The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. <https://www.osti.gov/biblio/882095>

NETL (National Energy technology Laboratory) 2015: Carbon Storage Atlas, 5th Edition. <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/strategic-program-support/natcarb-atlas>

New York Times (11.11.2020): California is trying to jump-start the hydrogen economy. <https://www.nytimes.com/2020/11/11/business/hydrogen-fuel-california.html?smid=tw-share>

NJ BPU (New Jersey Board of Public Utilities) 2020: 2019 Energy Master Plan: Pathway to 2050. https://nj.gov/emp/docs/pdf/2020_NJBPU_EMP.pdf

NRDC (Natural Resources Defense Council) 2017: America's Clean Energy Frontier: The Pathway to a Safer Climate Future. <https://www.nrdc.org/sites/default/files/americas-clean-energy-frontier-report.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2016. H2@Scale Workshop Report; Proceedings from the H2@Scale Workshop Golden, Colorado November 16–17, 2016. <http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68244.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2017: Electrification & Decarbonization: Exploring U.S. Energy Use and Greenhouse Gas Emissions in Scenarios with Widespread Electrification and Power Sector Decarbonization. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68214.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2018: Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71500.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 22.08.2019: NREL Marks Partner Forum With Dedication of Bioreactor. <https://www.nrel.gov/news/program/2019/nrel-marks-partner-forum-with-dedication-of-bioreactor.html>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2020a: Resource Assessment for Hydrogen Production. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/77198.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2020b: The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77610.pdf>

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2020c: Solar Resource Data, Tools, and Maps. <https://www.nrel.gov/gis/solar.html>

Piria R. 2020: Interviewreihe mit 19 Expertinnen und Experten aus den USA über die Aussichten für Energiepolitik, Klimapolitik und Wasserstoff in den USA unter der Biden-Administration, September-November 2020, unveröffentlicht. Die Liste der Experte und eine anonymisierte Bewertung ihrer Aussagen sind auf Anfrage verfügbar.

PRNewswire 30.03.2017: SoCalGas and University of California Irvine Demonstrate Power-to-Gas Technology Can Dramatically Increase the Use of Renewable Energy.

<https://www.prnewswire.com/news-releases/socalgas-and-university-of-california-irvine-demonstrate-power-to-gas-technology-can-dramatically-increase-the-use-of-renewable-energy-300432101.html>

Randolph et al. 2017: Hydrogen Production Tech Team Roadmap, November 2017. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/HPTT%20Roadmap%20FY17%20Final_Nov%202017.pdf

Recharge 11.03.2020: World-first green hydrogen and storage plan to help turn Los Angeles 100%-renewable. <https://www.rechargenews.com/transition/world-first-green-hydrogen-and-storage-plan-to-help-turn-los-angeles-100-renewable/2-1-771614>

Reed et al. 2020: Roadmap for the Deployment and Buildout of Renewable Hydrogen Production Plants in California, California Energy Commission. <https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=233292&DocumentContentId=65781>

RIEC4 (Rhode Island Executive Climate Change Coordinating Council) 2016: Rhode Island Greenhouse Gas Emissions Reduction Plan. <http://climatechange.ri.gov/documents/ri-gerr16.pdf>

Rifkin, J. 2002: The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth. New York: Penguin Group.

Romm, J.J. 2004: The Hype about Hydrogen, Issues in Science and Technology. <https://issues.org/romm/>

Sempra 13.08.2019: SoCalGas and Electrochaea Announce Commissioning of New Biomethanation Reactor System Pilot Project. <https://sempra.mediaroom.com/index.php?s=19080&item=137672>

Speight, J. G. 2018: Natural Gas: A Basic Handbook (Second Edition), Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-02190-6>

State of California 2020: Carbon Neutrality Studies: Reducing Transportation Fossil Fuel Demand and Emissions, and Managing the Decline in Transportation Fossil Fuel Supply, CalEPA. <https://calepa.ca.gov/climate/carbon-neutrality-studies/>

State of Colorado (2020): GHG Pollution Reduction Roadmap. <https://energyoffice.colorado.gov/climate-energy/ghg-pollution-reduction-roadmap>

State of Montana (2020): Montana Climate Solutions Plan, A Report By The Montana Climate Solutions Council. https://deq.mt.gov/Portals/112/DEQAdmin/Climate/2020-09-09_MontanaClimateSolutions_Final.pdf

The White House 2016: United States Mid-Century Strategy for Deep Decarbonization. https://unfccc.int/files/focus/long-term_strategies/application/pdf/us_mid_century_strategy.pdf

Toyota 01.12.2017: Toyota to Build the World's First Megawatt-Scale 100% Renewable Power and Hydrogen Generation Station. <https://global.toyota/en/newsroom/corporate/20132821.html>

UCI APEP (University of California, Irvine, Advanced Power and Energy Program) 2020: Hydrogen Research. http://www.a pep.uci.edu/Hydrogen_Research.html

UT (University of Texas at Austin) 2020a: H2@Scale Project Launched in Texas. <https://energy.utexas.edu/news/h2scale-project-launched-texas>

UT (University of Texas at Austin) 2020b: The Hydrogen (H₂) Ecosystem of The University of Texas at Austin. <https://sites.utexas.edu/h2/h2-ecosystem/>

Utility Dive 21.05.2020: Developer plans to build hydrogen plant that runs on waste in Southern California. <https://www.utilitydive.com/news/developer-plans-to-build-hydrogen-plant-that-runs-on-waste-in-southern-cali/578381/>

Utility Dive 31.05.2019: Utah lays claim to world's largest renewable storage project. [https://www.utilitydive.com/news/utah-lays-claim-to-worlds-largest-renewable-storage-project/555910/#:~:text=The%20Advanced%20Clean%20Energy%20Storage,\(MHPS\)%20and%20Magnum%20Development.](https://www.utilitydive.com/news/utah-lays-claim-to-worlds-largest-renewable-storage-project/555910/#:~:text=The%20Advanced%20Clean%20Energy%20Storage,(MHPS)%20and%20Magnum%20Development.)

We are still in 2020: "We Are Still In" Declaration. <https://www.wearestillin.com/we-are-still-declaration>

Weltenergierat 2018: International Aspects of a Power-To-X Roadmap. A report prepared for the World Energy Council Germany. https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf Williams, J.H., Haley, B. and Jones, R. 2014: Policy Implications of Deep Decarbonization in the United States, Energy and Environmental Economics, Inc. (E3) and the Deep Decarbonization Pathways Project (DDPP). <http://usddpp.org/downloads/2015-report-on-policy-implications.pdf>

WNISR 2020: Schneider M., Froggatt A. et al: The World Nuclear Industry Status Report 2020. <https://www.worldnuclearreport.org/>

World Bank 2020: United States Hydrogen imports by country in 2019. <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/USA/year/2019/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/280410>

Annex: Energiegeographie der USA

In diesem Annex werden einige Grundzüge der Energiegeographie der USA anhand einer Reihe von Karten veranschaulicht. Daraus ergeben sich Beobachtungen und Hypothesen, die im Rahmen der vorliegenden Studie nur grob entworfen werden können.

Onshore-Wind und Freiflächen-PV sind laut NREL (2020a) die zwei EE-Ressourcen mit dem bei weitem größten Potenzial. Aus Abbildung 9 und Abbildung 11 kann festgestellt werden, dass sich ein sehr großer Teil des Grünwasserstoffproduktionspotenzials in der „Sweet Spot“ Region im zentralen Teil der USA, insbesondere in folgenden Bundesstaaten mit großen Wind- und Solarpotenzial (von Westen nach Osten) befindet: Nevada, Utah, Arizona, New Mexico, Colorado, Wyoming, Montana, Texas, Oklahoma, Kansas, Nebraska, South Dakota, North Dakota, Iowa, Minnesota, Illinois und Indiana.

Allein diese US-Bundesstaaten haben insgesamt eine Fläche von 4,3 Millionen km² und eine Bevölkerung von 90,7 Millionen. Die durchschnittliche Bevölkerungsdichte beträgt 21 Einwohner/km². Das ist weniger als ein Zehntel von Deutschland (232 Einwohner/km²) und weniger als ein Drittel vom dünnsten besiedelten Bundesland Mecklenburg-Vorpommern (69 Einwohner/km²) (siehe auch Abbildung 13).

Mehrere, aber nicht alle der betreffenden Bundesstaaten sind führend in der Förderung von fossilen Energien (siehe unten).

Abbildung 9: H₂-Produktionspotenzial aus Onshore-Wind (NREL 2020a)

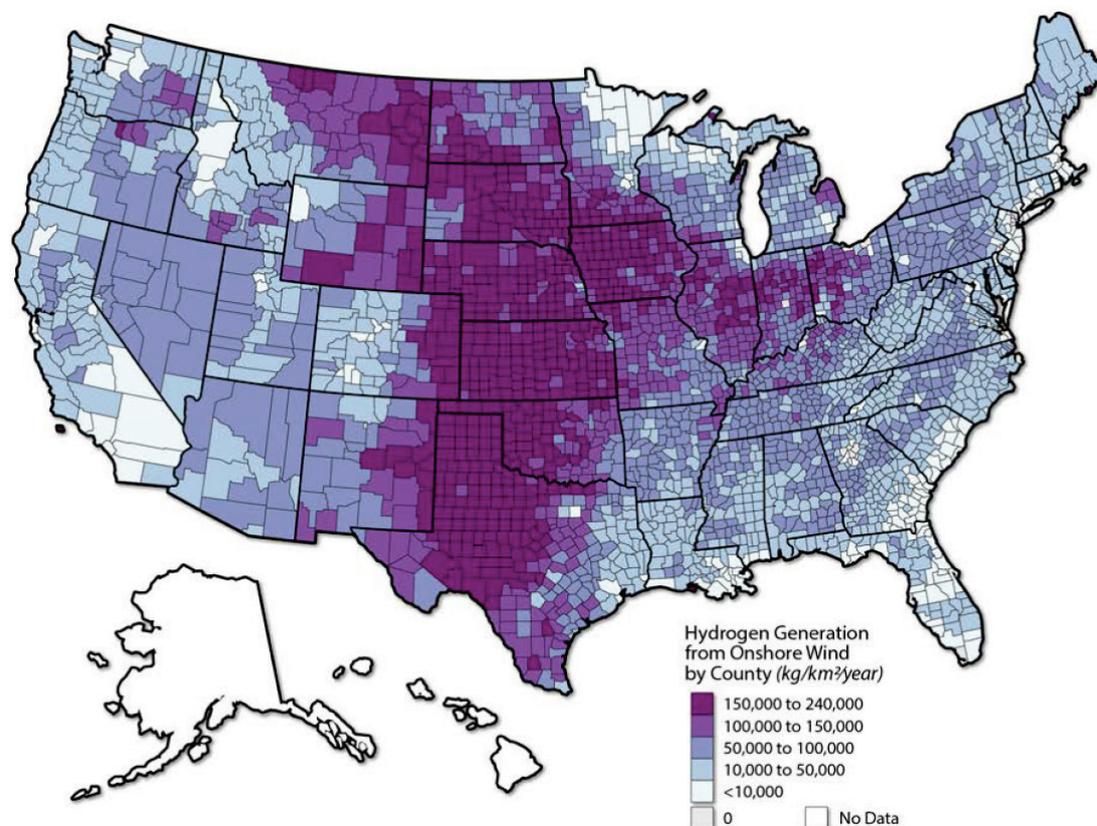
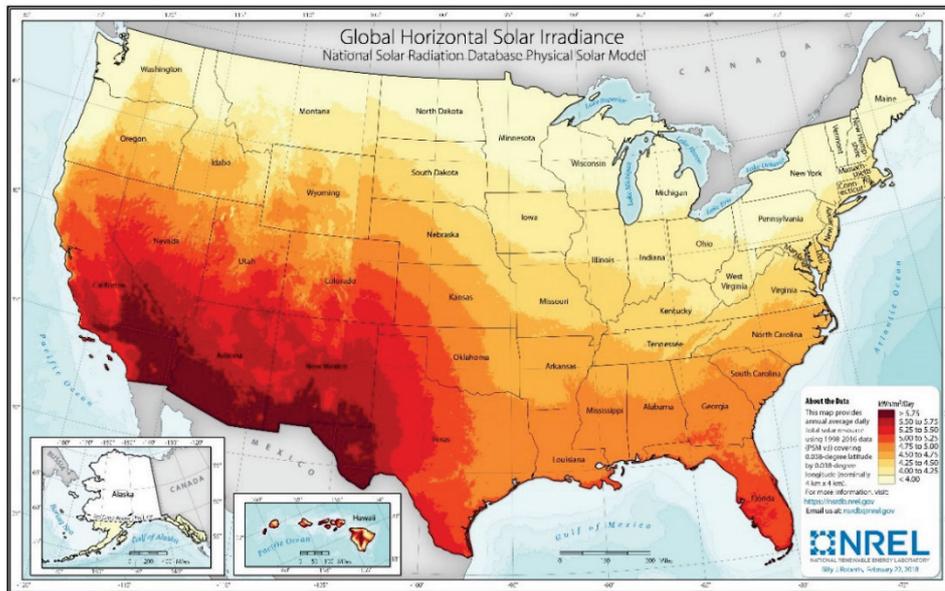


Abbildung 10: Jährliche Solarstrahlung in den USA (NREL 2020c)



Aus den Unterschieden zwischen den Abbildungen 10 und 11 kann festgestellt werden, dass die vom NREL (2020a) berücksichtigten Restriktionen erheblich sind, denn sie führen zu einer signifikanten Abweichung zwischen Solarbestrahlung und berechnetem Erzeugungspotenzial.

Abbildung 11: H₂-Produktionspotenzial aus PV-Freiflächenanlagen (NREL 2020a)

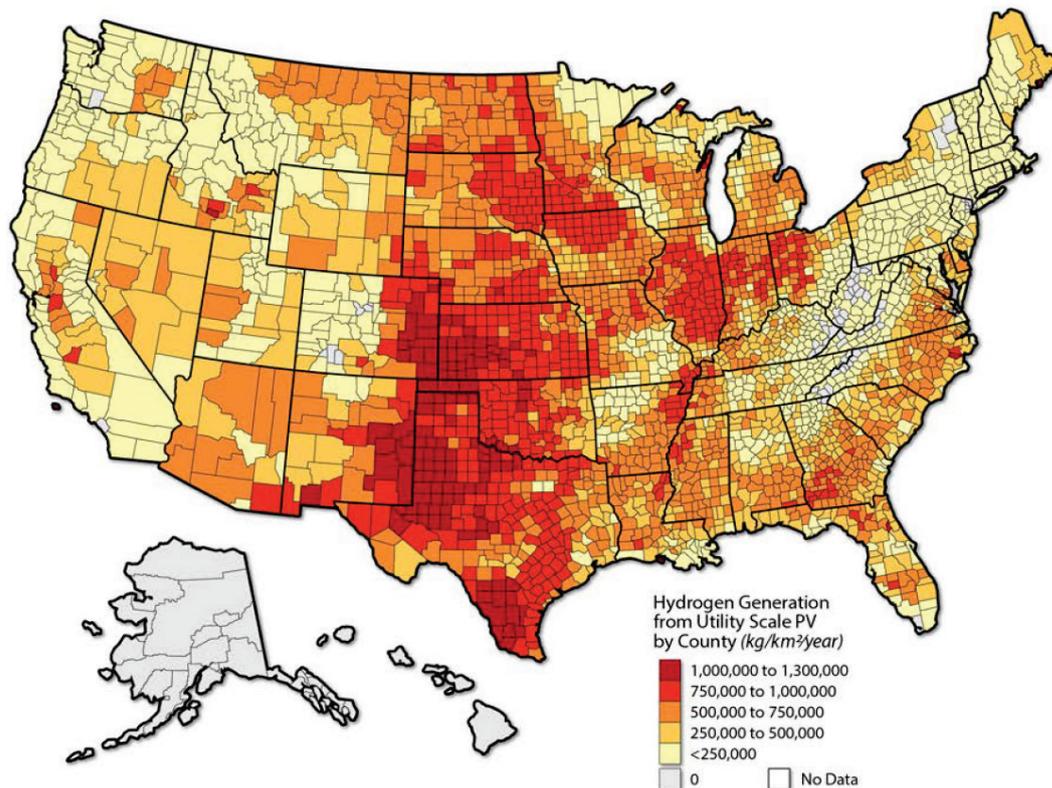
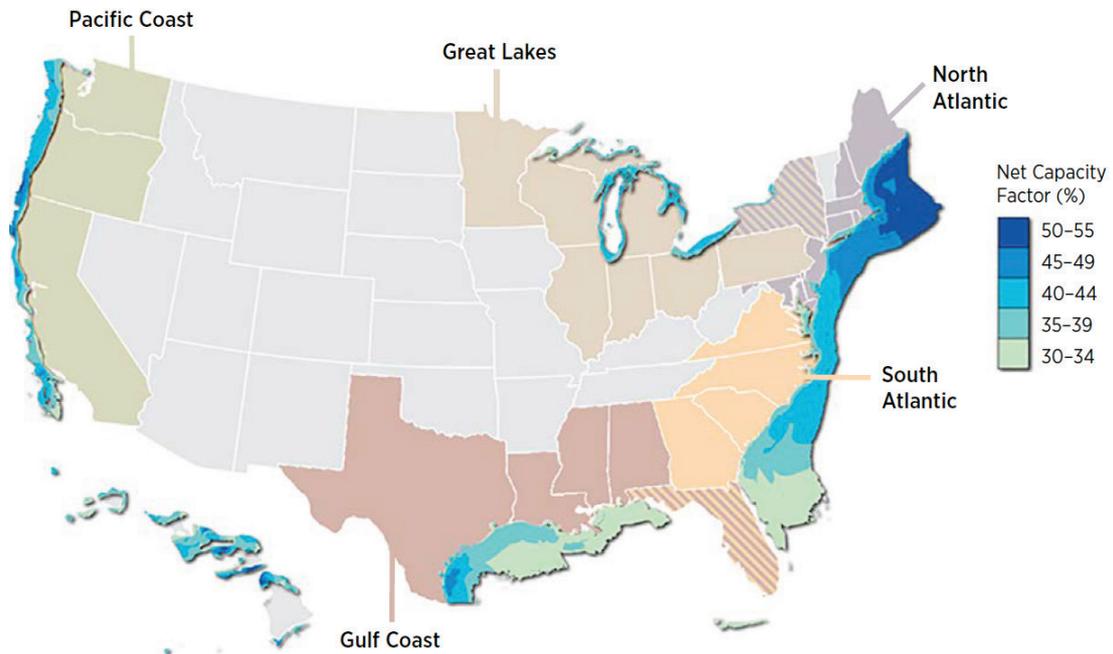


Abbildung 12: Nettokapazitätsfaktor Offshore-Wind (100 Meter) (DoE & DoI 2016)



Ein großer Teil des Offshore-Wind-Potenzials ist in der Nähe der großen Energieverbrauchs-zentren. Diese Nähe macht seine Nutzung attraktiv. Dadurch ist es aber eher nicht wahr-scheinlich, dass die Produktion von Wasserstoff für Exportzwecke schwerpunktmäßig mit Offshore-Wind kombiniert wird.

Abbildung 13: Offshore Wind-Potenziale in fünf US-Regionen (DoE & DoI 2016)

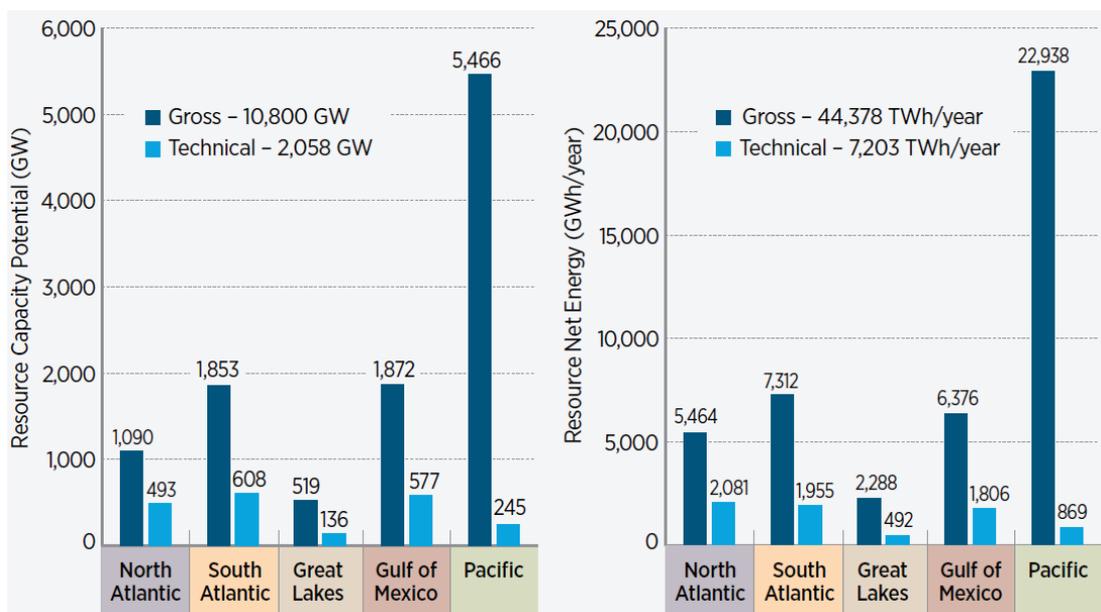
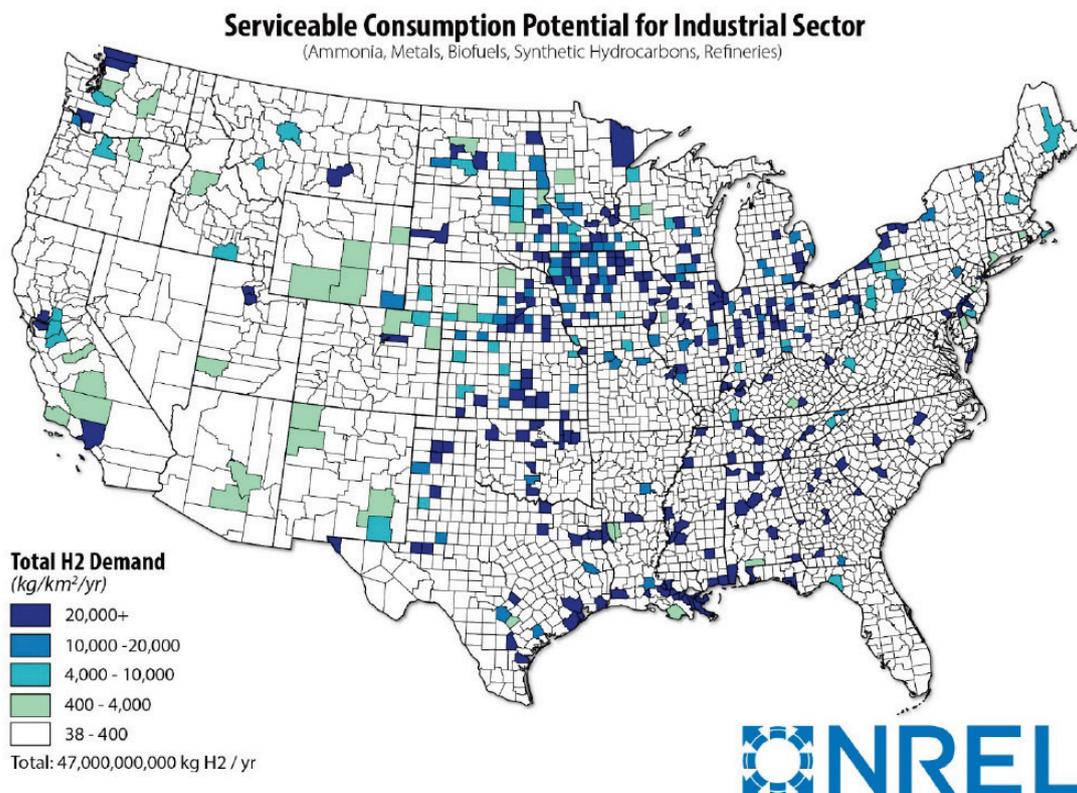


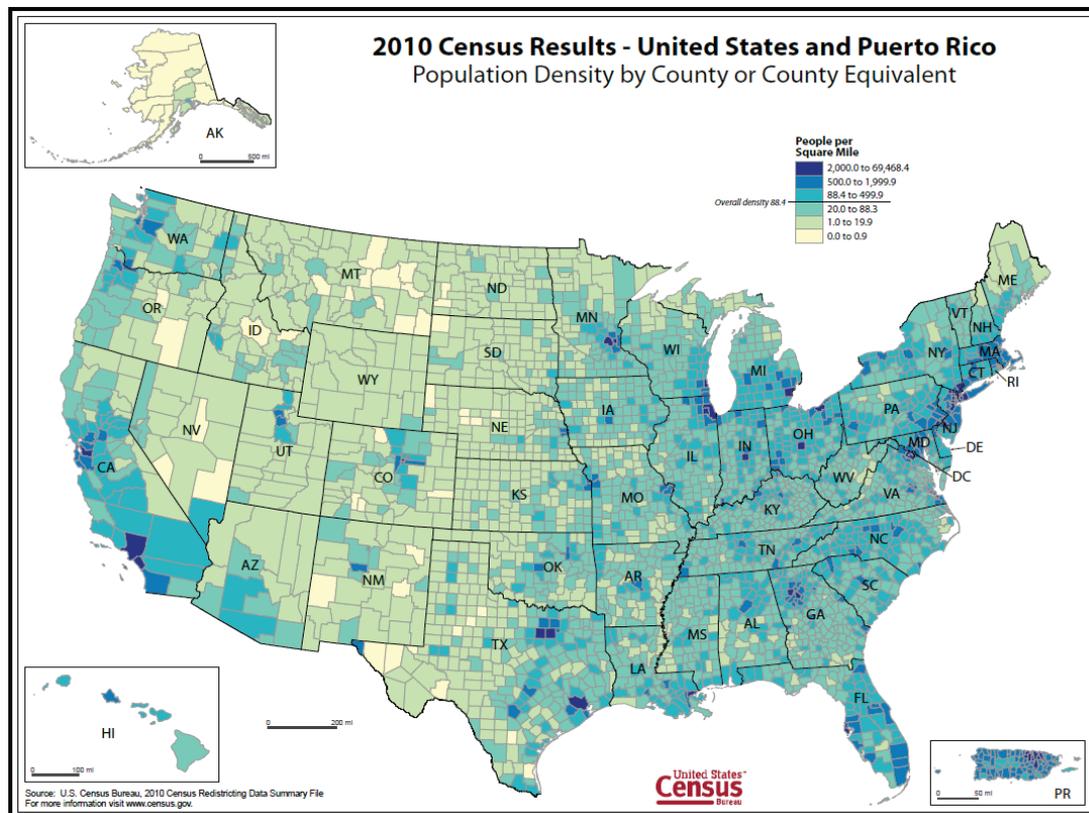
Abbildung 14: Räumliche Verteilung des industriellen H₂-Verbrauchs nach einem NREL-Szenario für 2050 (NREL 2020b)



Diese Karte stellt die geographische Verteilung des theoretischen Wasserstoffnachfragepotenzials in 2050 unter der fiktiven Annahme dar, dass der Wasserstoffpreis über längere Zeiträume bei null liegt. Die absoluten Werte sind daher nicht aussagekräftig.

Die räumliche Verteilung basiert auf der heutigen Verteilung der entsprechenden Industrieprozesse. In einer dekarbonisierten Weltwirtschaft dürfte die Wasserstoffnachfrage aus Erdöl-Raffinerien kaum noch eine Rolle spielen, die anderen Industriesektoren werden bleiben. Es ist bemerkenswert, dass sich die Nachfrage im Großen und Ganzen mit der Verteilung der in den vorigen Abbildungen dargestellten Wind- und Solarerzeugungspotenziale relativ gut deckt. Eine Ausnahme sind die großen Verbrauchszentren im Bundesstaat Washington im Nordwesten, wo große, bereits genutzte Wasserkraftressourcen vorliegen.

**Abbildung 15: Räumliche Verteilung der Bevölkerungsdichte
(Census Bureau 2010)**



Die Bevölkerungsdichte kann als grober Proxy für den Energieverbrauch im Straßenverkehr und im Gebäudesektor betrachtet werden. Es ist auffällig, dass die Regionen mit großzügigen Onshore-Wind- und Solarpotenzialen sehr weit weg von den großen Bevölkerungszentren an der Küste und den Großen Seen liegen. Das liegt vor allem an der Verteilung der Wind- und Solarressourcen, aber auch daran, dass die Potenziale unter Berücksichtigung der Siedlungsstruktur und anderer alternativer Landnutzungen berechnet wurden.

Aus diesen Beobachtungen ergibt sich die Feststellung, dass der Weg zur Klimaneutralität auf der Basis von Erneuerbaren Energien in den USA voraussetzt, dass sehr große Mengen an Energie von den Sweet Spots zwischen Texas und Montana über Tausende Kilometer an die Küsten transportiert werden. Das könnte in Form von Strom, Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern erfolgen.

Woher könnten Wasserstoffexporte nach Europa herkommen?

Als Ausgang für mögliche künftige Wasserstoffexporte nach Europa wären die Häfen im US-Nordosten zwar am nächsten gelegen. Aber der große Energieimportbedarf dieser Region bleibt angesichts der oben abgebildeten Verteilung der EE-Ressourcen auch in einem klimaneutralen Szenario bestehen. Der zu exportierende Wasserstoff – oder der Strom für die Elektrolyse – müsste daher erstmal innerhalb der USA über Tausende Kilometer transportiert werden, bevor er nach Europa verschifft werden könnte. Plausibler erscheint, dass Wasserstoffexporte nach Europa aus Häfen am Golf von Mexiko, insbesondere aus Texas ausgehen würden. Diese Häfen sind viel näher an den großen Solar- und Windressourcen, weshalb die Kosten und der zusätzliche Infrastrukturbedarf für den inländischen Transport viel geringer

wären. Bei LNG spielt die Entfernung für die Gesamtkosten des Überseetransports eine relativ geringe Rolle, da der größte Teil der Kosten bei der Verflüssigung, Verladung, Wiederverdampfung und Abladung entsteht. Ähnliches könnte auch beim transozeanischen Transport von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern der Fall sein.

Für die Golfregion und insbesondere für Texas sprechen zwei weitere Argumente:

- Eine bereits stark ausgebaute Infrastruktur mit der längsten Wasserstoffpipeline der Welt (2.600 Kilometer von Texas nach Louisiana), Gasspeichern und LNG-Terminals sowie im Umgang mit gasförmigen und flüssigen Energieträgern geschulte Arbeitskräfte.
- Das Stromsystem von Texas – benannt nach dem unabhängigen Systembetreiber ERCOT – ist physisch getrennt von den zwei anderen Stromsystemen im kontinentalen Teil der USA (Eastern Interconnection, Western Interconnection). Diese Trennung hat politische Gründe: Die Regierung von Texas will nicht unter die Aufsicht der föderalen Aufsichtsbehörde (Federal Energy Regulatory Commission) fallen. Bereits heute hat Texas hohe Anteile an Wind- und Solarenergie. Aufgrund der extrem großzügigen Solar- und Windressourcen (siehe Abbildungen 10 und 11) wäre ein weiterer Ausbau günstig. Daher könnten signifikante EE-Erzeugungsüberschüsse in Texas viel früher als in den größeren Stromverbunden zustande kommen und dadurch besonders gute Bedingungen für den Markthochlauf der großskaligen Elektrolyse entstehen.

Geographie des Übergangs von fossilen auf erneuerbare Energien

Mehrere, aber nicht alle Bundesstaaten, die heute von der fossilen Energieförderung geprägt sind, gehören auch zu denen mit den besten EE-Ressourcen. Das ist insbesondere der Fall für Texas, Oklahoma, New Mexico, Utah, Colorado, Wyoming, Montana, North und South Dakota.

Ganz anders ist die Lage in der Region der Appalachen, die traditionell in der Förderung der fossilen Energien, insbesondere Gas und Kohle, aktiv ist aber unterdurchschnittliche EE-Ressourcen hat. Dazu gehören insbesondere West Virginia, Kentucky, sowie Teile von Ohio und Pennsylvania. Es ist kein Zufall, dass Donald Trump und die Republikaner in diesen Regionen besonders stark sind.

Abbildung 16: Räumliche Verteilung der konventionellen Gasförderung (EIA 2009)

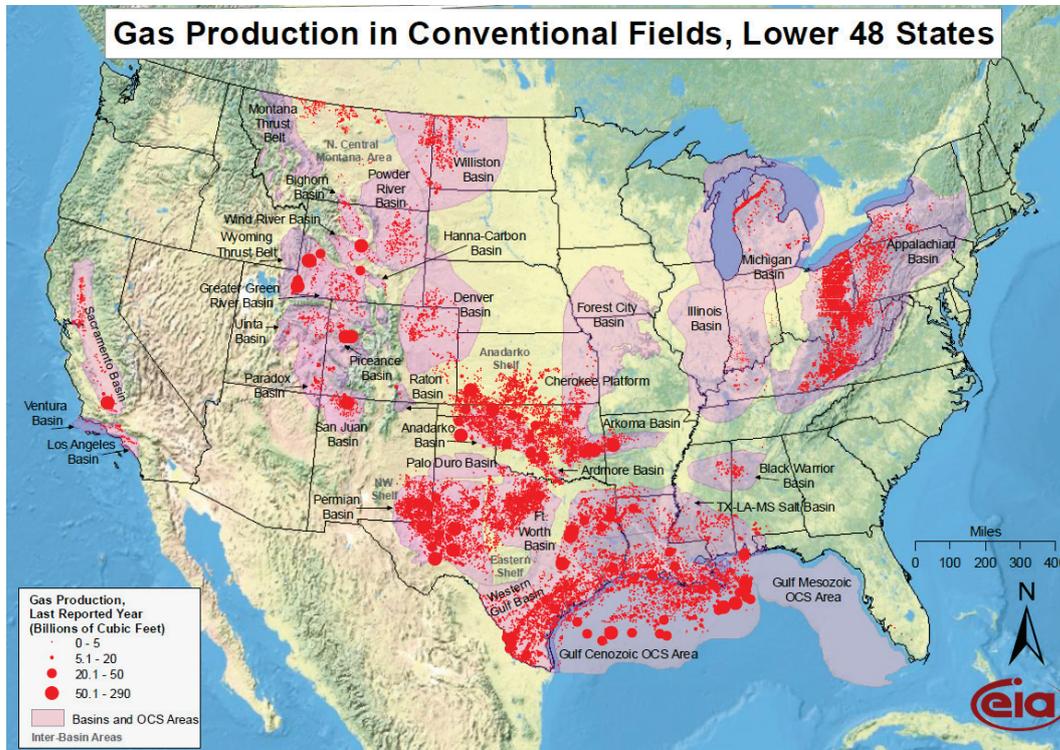


Abbildung 17: Räumliche Verteilung der Schiefergas- und -Ölressourcen (EIA 2019)

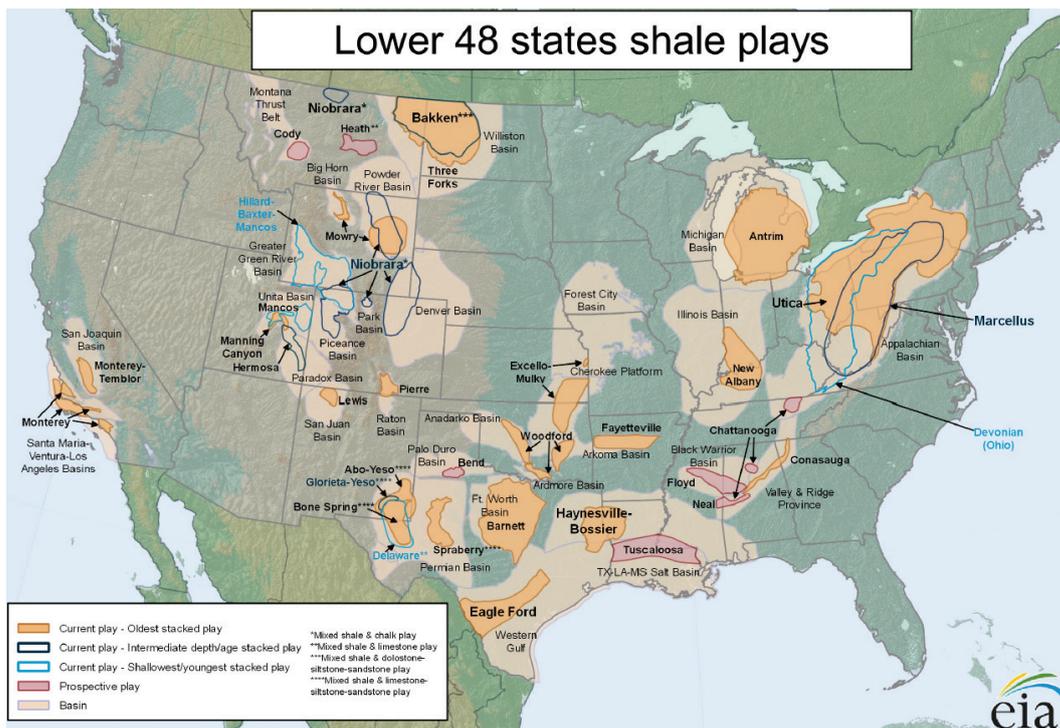
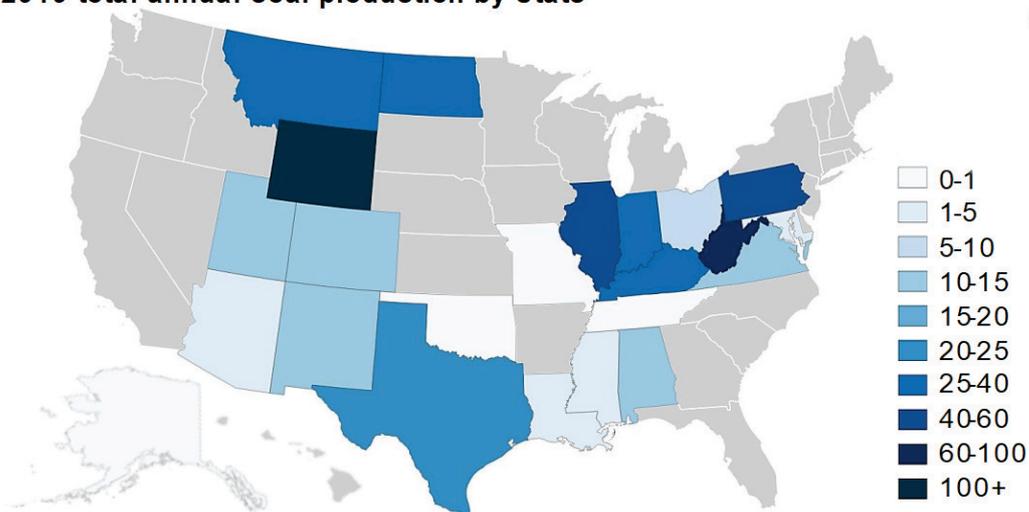


Abbildung 18 : Räumliche Verteilung der Kohleförderung (EIA 2020d)

2019 total annual coal production by state



Maßeinheit: Millionen Amerikanische Tonnen („million short tons“). Umrechnung: 1 Amerikanische Tonne = 0,907 Tonnen.