

Bewertung der Hochtemperaturelektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie

Vollständiger Entwurf -Fassung für evtl. Prüfung durch PtJ-



Förderkennzeichen: 03ET1630A

Förderbereich: Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe,
Handel und Dienstleistungen (GHD)

Verbundpartner

Technische Universität Darmstadt**
**Konsortialführer



Karlsruher Institut für Technologie



Im Unterauftrag

IREES GmbH



ETA-Solutions GmbH



Karlsruhe, den 09.11.2020



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektleitung

Prof. Dr.-Ing. Eberhard Abele

Jessica Walther

Technische Universität Darmstadt

Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW)

Eugen Kogon Straße 4

D – 64287 Darmstadt

Tel. + 49 (6151) 16 20478

Fax + 49 (6151) 16 20087

info@ptw.tu-darmstadt.de

Verfasser der vorliegenden Untersuchung:

**Oliver Lösch (IREES GmbH),
Gregor Zesch (IREES GmbH),
Prof. Dr. Ulrich Schmoch (Fraunhofer ISI),
Prof. Dr. Eberhard Jochem (IREES GmbH),
Natalja Ashley-Belbin (IREES GmbH)**

Kontakt :

Oliver Lösch
Schönfeldstraße 8
76131 Karlsruhe

0721 / 9152636 -22
o.loesch@irees.de

Inhaltsverzeichnis

0.	Kurzdarstellung der genutzten Methodik EDUAR&D	1
1.	Beschreibung der untersuchten Technologie	2
2.	Marktkontexturierung	4
3.	Energietechnische und -wirtschaftliche Bewertung.....	9
4.	Technikzyklusanalyse.....	16
5.	Innovationssystemanalyse.....	24
6.	Ableitung möglicher Entwicklungsziele (technisch und ökonomisch).....	27
7.	Identifikation von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen.....	33
8.	Empfehlungen und mögliche Policy-Maßnahmen.....	34
9.	Gesamtfazit.....	37

0. Kurzdarstellung der genutzten Methodik EDUAR&D

EDUAR&D, kurz für „Energiedaten und -analyse R&D“, ist die im Rahmen des Projekts EE4InG genutzte Methodik zur Bewertung von vielversprechenden Technologien, die potenziell zu einer erheblichen Senkung des Energiebedarfs und/oder der Treibhausgasemissionen in den Forschungsfeldern (und teilweise darüber hinaus) beitragen könnten. EDUAR&D ist ein strukturierter Such- und Analyseprozess, der verschiedenste methodische Ansätze zur Darstellung, Analyse und Bewertung der Technologien miteinander verbindet. Dabei muss nicht zwangsläufig jede EDUAR&D-Analyse das gesamte Tableau der zur Verfügung stehenden Optionen nutzen: dies ist teilweise abhängig von den zur Verfügung stehenden Informationsquellen. Ziel ist es, Handlungsempfehlungen (z.B. bzgl. thematischer Schwerpunktsetzungen, Intensivierung bestehender Förderungen, etc.) insbesondere für die zukünftige Energieforschung des Bundes abzuleiten. Die EDUAR&D-Methodik wurde im Auftrag des BMWi am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt (Jochem et al. 2009).

Abbildung 1 zeigt den typischen Gesamtablauf des EDUAR&D-Prozesses.

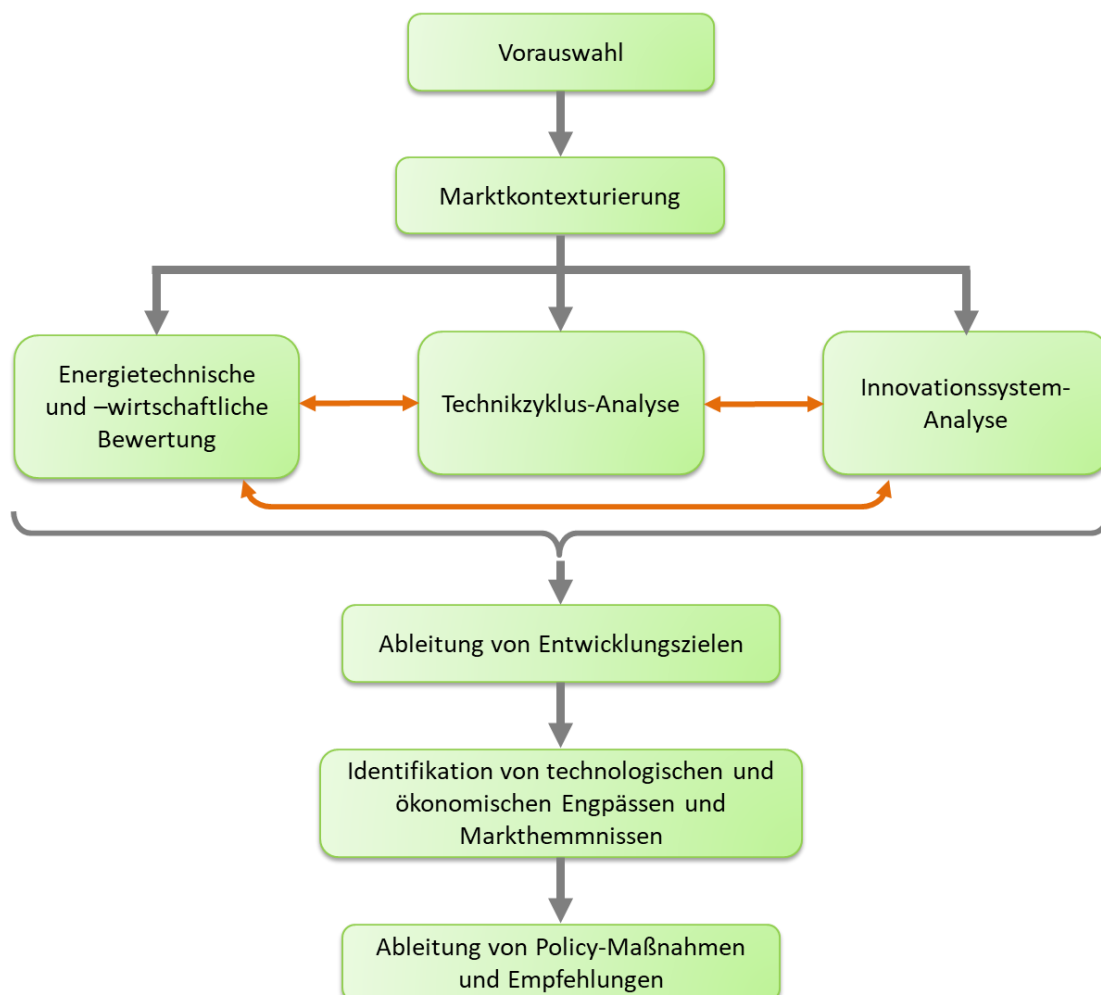


Abbildung 1: Typische Struktur von EDUAR&D

Quelle: Eigene Darstellung IREES

Für die durch einen knappen Vorauswahl-Prozess identifizierte Technologie (beispielsweise anhand ihrer potenziellen Relevanz für den Energieverbrauch oder die THG-Emissionen einer Branche oder eines bestimmten Produktionsprozesses) wird zunächst eine Marktkontexturierung durchgeführt. Diese beschreibt die Regionalität der denkbaren Märkte und die derzeitige oder absehbar überwiegende Marktform (Monopol – Polypol) sowie mögliche Konkurrenztechnologien und die hierdurch absehbare Wettbewerbsintensität.

Zentraler und komplexester Teil ist die dreigliedrige Analyse, die aus einer energietechnischen /-wirtschaftlichen Bewertung, einer Technikzyklus-Analyse sowie einer Innovationssystem-Analyse besteht. Die energietechnische/-wirtschaftliche Bewertung kann verschiedene Komponenten beinhalten, wie eine erste Abschätzung des möglichen Einflusses der Technologie auf den Energiebedarf und die THG-Emissionen (entsprechende Diffusion vorausgesetzt), die Angabe von Kosten-Nutzen-Indikatoren sowie weitere, auch qualitative Bewertungen, z.B. bzgl. möglichem Exportpotenzial. Die Technikzyklus-Analyse dient dazu, die technologische und ökonomische Marktnähe der Technologie besser verorten zu können. Die sechs Phasen des Technikzyklus können auch dazu dienen, je nach Verortung der Technologie zielgerichtete Handlungsempfehlungen abzuleiten. Die Verortung im Technikzyklus kann durch Patent- und Publikationsanalysen unterstützt werden (z.B. über das Verhältnis von Grundlagen/Anwendungspatenten, Zunahme oder Abnahme von Patenten und Publikationen über die Zeit). Auch eine SWOT-Analyse kann Bestandteil dieser Analyse sein. Gemäß der Definition in (Carlsson et al. 2002) generieren, verbreiten und nutzen Innovationssysteme Innovationen. Sie setzen sich zusammen aus Komponenten und Relationen, wobei erstere Akteure, Technologien und den regulatorischen Rahmen (inkl. Förderpolitik) umfassen, und letztere die vielfältigen formellen und informellen Beziehungen zwischen diesen Komponenten.

Die Analyse schließt mit der Identifikation möglicher Entwicklungsziele, von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen aus den vorherigen Analyseschritten. Hieraus werden dann wiederum Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Im Rahmen des Vorhabens EE4InG dienen die EDUAR&D-Technologieanalysen auch als Input für Expertengespräche und werden in Folge dieser Gespräche nach Bedarf angepasst.

1. Beschreibung der untersuchten Technologie

Die Wasserelektrolyse ist die elektrochemische Aufspaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe elektrischen Stroms, d.h. eine durch exogenen Stromfluss erzwungene Redox-Reaktion. Der zunehmende Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff rückt diese Technologie mehr und mehr in den Fokus. So sind Primärstahlhersteller zur weiteren relevanten Minderung ihrer Emissionen auf wettbewerbsfähige und emissionsneutrale Verfahrensalternativen zur Hochofenroute angewiesen. Das Verfahren der Direktreduktion von Eisenerz und anschließende Verarbeitung des so entstehenden Eisenschwamms (auch: direct reduced iron = DRI) zu Rohstahl im Elektrolichtbogenofen („Direktreduktionsroute“) bietet dabei die Möglichkeit, Wasserstoff als Reduktionsmittel einzusetzen und Kohle und Koks zu substituieren (Lösch et al. 2019).

Funktionales Kernstück eines jeden Elektrolyseurs ist die elektrochemische Zelle (bzw. in der Praxis eine Reihe von elektrisch verschalteten Zellen, Stacks genannt). Eine elektrochemische Zelle besteht aus vier zentralen funktionalen Komponenten: Einer Anode, an der oder in deren Umgebung die Oxidation stattfindet, einer Kathode, an der oder in deren Umgebung die Reduktion abläuft, einem Elektrolyten, der die Ionen von der Kathode zur Anode leitet, und einer Spannungsquelle, die an einem Elektronenleiter zwischen den Elektroden angebracht ist (und für den elektrischen Energieeintrag sorgt).

Derzeit können drei verschiedene technologische Ansätze zur Durchführung der Wasserelektrolyse unterschieden werden: mittels **alkalischem Elektrolyseur (AEL)**, **Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM)** sowie **Feststoffoxid-Elektrolyse (SOE)**, wobei letztere oftmals auch synonym als Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE) bezeichnet wird. Eine kurze Abgrenzung der spezifischen Funktionsweise dieser Technologien findet sich in Kapitel 2.

Zentrales Charakteristikum der SOE im Hinblick auf potenzielle Anwendungen in der Industrie ist ihr Vermögen, unter Hochtemperatur (und auch unter Druck) betrieben zu werden. Es wird also nicht flüssiges Wasser, sondern Wasserdampf an der reaktiven Grenzfläche zwischen Kathode und Elektrolyt gespalten. Eine kurze Darstellung der wesentlichsten thermodynamischen Zusammenhänge findet sich in Kapitel 3.

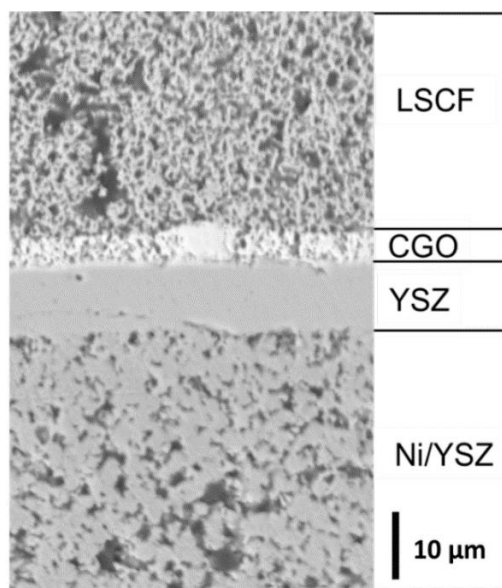


Abbildung 2 Aufbau einer SOEC (REM-Aufnahme; von oben nach unten: Anode, Diffusionsbarriere, Elektrolyt, Kathode), (Schroeder et al. 2015)

Der Aufbau der Hochtemperatur-Elektrolysezelle ist mit dem einer elektrochemischen Zelle identisch, nur besitzt die Elektrolysezelle noch eine Diffusionsbarriere zwischen Anode und Elektrolyt. Der Elektrolyt ist ein hochporöses, aber zugleich dichtes Feststoffoxid, meist YSZ (Yttrium stabilisiertes Zirkonoxid), durch den die O^{2-} Ionen diffundieren können. Der Elektrolyt darf jedoch nicht elektrisch leitfähig sein, um Kurzschlüsse zu vermeiden, und weiterhin nur für Ionen, nicht aber für H_2 und O_2 durchlässig sein. Zusammen mit weiteren Materialanforderungen (chemische, mechanische, und thermische Stabilität) erklärt dies die komplexe Suche nach optimierten Elektrolytmaterialien (Meng et al. 2008). Die Kathode besteht häufig aus mit Nickel dotiertem YSZ und die Anode aus LSCF (einer Ingenieurskeramik bestehend aus Lanthanoxid, Strontiumoxid, Cobaltoxid und Eisenoxid) (Schroeder et al. 2015).

Die Diffusionsbarriere zwischen dem Elektrolyten und der Anode bestehend aus CGO (Cer-Oxid) und verhindert die Diffusion des Strontium in die YSZ-Phase während des Sintervorgangs. Dies hätte eine Erhöhung des Ohm'schen Widerstands zur Folge (Szymczewska et al. 2016), was wiederum zu einem höheren Stromverbrauch führen würde.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, neben Wasserdampf auch Kohlenstoffdioxid als Feed/Edukt einzuspeisen und die Elektrolyse damit als Co-Elektrolyse von H_2O und CO_2 zu betreiben. Das Produkt ist ein durch das Verhältnis der Edukte sowie weiterer Parameter determiniertes Synthesegasgemisch, bestehend aus CO und H_2 . Hierbei handelt es sich um einen Verfahrensansatz, der für die Stahlerzeugung potenziell von erheblichem Interesse ist, wenn sowohl Erdgas als auch Elektrolysewasserstoff als Reduktionsgase bei einer Direktreduktion von Eisenerz zum Einsatz kommen sollen, da er eine (mindestens teilweise) Kreislaufführung von Kohlenstoff im Produktionssystem ermöglichen würde (Lösch et al. 2020). Die Co-Elektrolyse ist ein Alleinstellungsmerkmal der HTE gegenüber AEL und PEM Systemen (Wolf et al. 2020).

Zusätzlich kann die Wasserelektrolyse durch das Verwenden eines anodenseitig anströmenden oder fest eingebetteten Reduktionsmittels erleichtert werden. Dies kann CO, CH₄, Biomasse oder Kohlenstoff sein. Die somit an der Anode entstehende reduzierende Atmosphäre begünstigt die Diffusion der O²⁻ Ionen bei gleichzeitiger Reaktion zu CO oder CO₂ (Wang et al. 2016). Basierend auf den thermodynamischen Grundsätzen der daraus folgenden Gesamtreaktion verringert sich sowohl der benötigte Strombedarf, als auch die notwendige anzulegende Spannung (Wu et al. 2016). Die Verringerung der Spannung wiederum hat zur Folge, dass die Reaktion von Ni zu NiO, und somit ein Degradationsmechanismus, unterbunden wird (Wang et al. 2016).

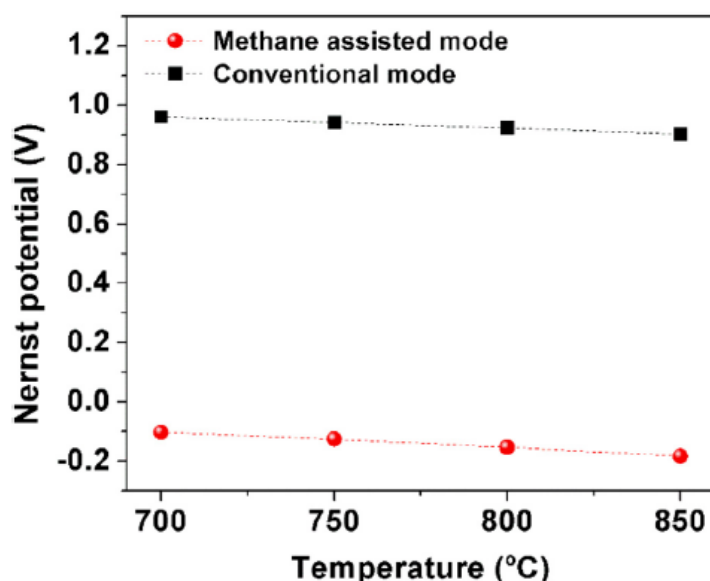


Abbildung 3: Vergleich der theoretischen Nennspannungen von konventioneller zur Kohlenstoff-unterstützten Elektrolyse (Wang et al. 2014)

Besonders für die effiziente Herstellung von Synthesegas ist dieses Verfahren eine Option (Wang et al. 2014), wobei die Frage nach der Herkunft der reduzierenden C-Quelle vor dem Hintergrund der Klimaneutralität eine bedeutende Rolle zukommt.

Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse, die bereits am Markt etabliert ist, befindet sich die Festoxid-Elektrolyse noch im Forschungs-, bzw. Entwicklungsstadium. Allerdings sind die energetischen Vorteile der Hochtemperaturelektrolyse unbestreitbar (Meng et al. 2008; Mingyi et al. 2007) und lassen die weitere Entwicklung dieser Technologie als vielversprechend erscheinen. Dies soll im Folgenden näher untersucht werden.

2. Marktkontexturierung

Wasserstoffproduktion, -Bedarf und Strukturen

Die Studie (Hydrogen Council 2017) gab den globalen Wasserstoffbedarf für 2015 mit 55 Millionen Tonnen an, laut (Fraile et al. 2015) betrug der Bedarf im Jahr 2010 noch 43 Millionen Tonnen. Die letztgenannte Studie beziffert den Bedarf der EU-28 im gleichen Zeitraum auf 7 Millionen Tonnen. Die „Nationale Wasserstoffstrategie“ der Bundesregierung spricht von einem jährlichen Bedarf von derzeit rund 1,65 Millionen Tonnen für Deutschland (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020), in guter Übereinstimmung mit Angaben des Öko-Instituts (Hermann et al. 2014) und der

nationalen Organisation Wasserstoff (NOW Studie 2016). Eine mögliche Erklärung für die leicht unterschiedlichen Angaben ist, dass ein Großteil des produzierten Wasserstoffs in Raffinerien und bei der Chemieindustrie (Alkalielektrolyse) als Nebenprodukt anfällt und direkt weiterverwendet wird.

Laut (Fraile et al. 2015) entfallen über 90% des Wasserstoffbedarfs der EU auf den Industriesektor. Diese Bedarfsstruktur gliedert sich weiter: 63% Chemische Industrie (DE: 50%), 30% Raffinerien (DE: 44%) und 6% Metallurgische Verfahren (Schenuit et al. 2016).

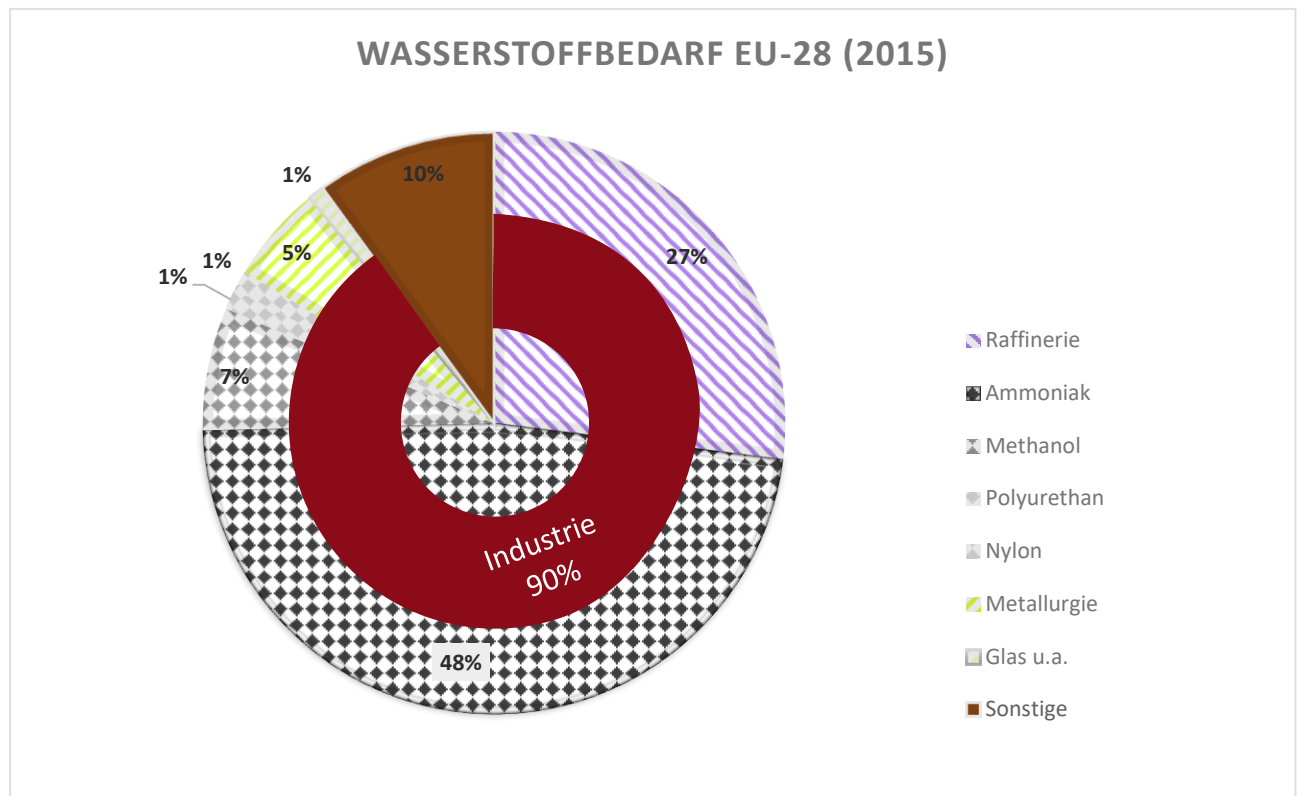


Abbildung 4 Wasserstoffbedarf EU-28. Daten bezogen aus (Fraile et al. 2015)

Damit die Stahlindustrie einen (relativ zu ihrer Emissionsintensität) relevanten Beitrag zur Einhaltung der Klimaziele bis 2050 liefern kann, ist sie auf wasserstoffbasierte Verfahren zur Reduktion von Eisenerz angewiesen, um Kohle als Reduktionsmittel ersetzen zu können. Verglichen mit heute würde der Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie somit um ein Vielfaches steigen.

Laut (Schenuit et al. 2016) wird 93% des Wasserstoffs in Deutschland mit fossilen Energieträgern erzeugt, nur 7% entstehen durch Elektrolyse. Die Studie (NOW Studie 2016) beziffert den Anteil des aus fossilen Energieträgern gewonnenen Wasserstoffs mit >90%, den als Nebenprodukt in der Chlor-Alkali-Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff mit ~9% und den gezielt aus der Wasserelektrolyse erzeugten mit <1% .

Die Wettbewerbstechnologien lassen sich drei Gruppen zuordnen:

1. Konkurrenztechnologien zur Produktion von Wasserstoff auf fossiler Basis
2. Verfahrensalternativen der Wasserelektrolyse
3. Weitere alternative Technologien, wie z.B. Photokatalyse, die sich im Wesentlichen noch im Stadium der Grundlagenforschung befinden

Konkurrenztechnologien auf fossiler Basis¹

Zur ersten Gruppe gehören insbesondere die etablierte Dampfreformierung von Erdgas sowie die Methanpyrolyse. Die Dampfreformierung von Erdgas ist das heute dominierende Produktionsverfahren zur gezielten Gewinnung von Wasserstoff.

Bei der Methanpyrolyse wird Methan bei über 1.000 °C unter Ausschluss von Sauerstoff thermisch in Wasserstoff und reinen Kohlenstoff gespalten, dabei entstehen zunächst keine CO₂-Emissionen. Als Methanquelle können neben Erdgas grundsätzlich auch biogene Stoffe genutzt werden. Der technologische Reifegrad (TRL) dieser Methode liegt derzeit laut (DECHEMA 2017) bei 4 – 5. Die Methanpyrolyse wird derzeit beispielsweise im Rahmen eines neuen (Start Oktober 2019) Kooperationsprojekts zwischen Wintershall Dea und dem Karlsruher Institut für Technologie weiterentwickelt (Wintershall Dea n.d.). Verfahrenstechnisch kommt dort ein mit Flüssigmetall gefüllter Blasenreaktor zum Einsatz. Darüber hinaus existiert als Verfahrensalternative das Kværner-Verfahren, bei dem Kohlenwasserstoffe in einem Plasmatrekker in reinen Kohlenstoff und Wasserstoff zerlegt werden (Sørensen 2017). Für die Bewertung der potenziellen THG-Vermeidung ist die nachgelagerte Verwendung des als Feststoff anfallenden reinen Kohlenstoffs entscheidend.

Der klare Vorteil der Methanpyrolyse gegenüber der Wasserelektrolyse liegt in dem deutlich niedrigeren Energiebedarf zur Spaltung des Ausgangsmoleküls, da die aufzuwendende Reaktionsenthalpie für die Spaltung des Wassermoleküls deutlich höher ist als diejenige für das Methanmolekül.

Laut (Bukold 2020) liegen die typischen Produktkosten für Wasserstoff aus Erdgas, sowohl bei der etablierten Dampfreformierung (1,5 €/kg) als auch zumindest potenziell für die Methanpyrolyse, ganz erheblich unter denjenigen von Elektrolyse-Wasserstoff (5-6 €/kg - Dampfreformierung : Elektrolyse ca. 1 : 4). Diese Relation hängt von einer Reihe von Faktoren ab, insbesondere dem Verhältnis von Strompreis zu effektivem CO₂-Preis, sowie der Senkung von Umwandlungsverlusten durch weitere Technologieentwicklung oder Systemintegration. Das Kostenverhältnis ist auch davon abhängig, ob das bei der Dampfreformierung freigewordene CO₂ in einem nachfolgenden Schritt gespeichert werden soll. Hierdurch erhöhen sich bei einer angepeilten CO₂-Abscheidung von ~90% die Kosten der Dampfreformierung um 30-50% (Bukold 2020). Siehe hierzu auch die Angaben in Kapitel 3 zur energietechnischen und -wirtschaftlichen Bewertung der Direktreduktionsroute.

Insofern ist die Frage zu beantworten, ob und wie auch eine verstärkte Nutzung von Erdgas zur Gewinnung von Wasserstoff zielkompatibel sein kann. Fraglich ist insbesondere die Verwendung des anfallenden Kohlenstoffs, in Form von CO, CO₂ oder reinem Kohlenstoff. Weiterhin entsteht ein beachtlicher Teil der Treibhausgasemissionen bereits während der Förderung und des Transports des Erdgases. Diese Emissionen lassen sich bislang kaum verhindern oder abscheiden (Bukold

¹ Der folgende Text zur Methanpyrolyse wurde aktualisiert aus der Analyse „Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff“ derselben Autoren übernommen (Lösch et al. 2020).

2020). Letztlich wird die Frage der relativen Positionierung der Verfahren im Wettbewerbs zueinander auch durch politische Planung und Steuerung zumindest mitbestimmt.

Verfahrensalternativen der Wasserelektrolyse

Die **Wasserelektrolyse mittels alkalischem Elektrolyseur (AEL)** ist technisch aufgrund der weitverbreiteten Anwendung der nach dem gleichen Funktionsprinzip arbeitenden Chloralkalielektrolyse in der Grundstoffchemie schon sehr weit fortgeschritten. Die Elektroden werden in durch Zugabe von Säuren, Basen oder Salzlösungen ionisch leitend gemachtes Wasser getaucht. Dabei leitet 30%-ige Kalilauge (KOH) den elektrischen Strom am besten (Kurzweil 2018). Die H_3O^+ -Ionen wandern zur negativ geladenen Kathode und nehmen dort unter Abspaltung von Wasserstoff ein Elektron auf, die OH^- -Ionen zur positiv geladenen Anode, wo je vier Moleküle unter Abgabe von vier Elektronen zu Sauerstoff und Wasser reagieren.

Der überwiegende Teil der Wasserstoffproduktion mittels alkalischem Elektrolyseur fällt in der Chemiebranche als Nebenprodukt der Chlorproduktion an. So betrug 2012 in Deutschland die maximale Produktionskapazität an 18 Standorten ca. 5.110.000 Tonnen Chlor pro Jahr (Wikipedia n.d.). Bei 17 dieser Standorte werden Verfahren verwendet, die Wasserstoff als Beiprodukt beinhalten. Dabei fällt stöchiometrisch bedingt die gleiche Molmenge Wasserstoff wie Chlor an, womit sich die maximale Kapazität für diese Produktion von Wasserstoff auf ~136.000 Tonnen/Jahr aufsummiert. Die gleiche Quelle beziffert die Kapazitäten für die weltweite Gesamtproduktion von Chlor auf 77 Mio. t/a, geht man von einem ähnlichen Verhältnis von wasserstoffproduzierenden zu nicht-wasserstoffproduzierenden Verfahren wie in Deutschland aus, ergäbe dies eine maximale weltweite Wasserstoffproduktion mittels alkalischem Elektrolyseur von ~2,04 Mio. t/a. Nach gleicher Berechnung kommen auf die 2019 in der EU vorhandenen Produktionskapazitäten von 9,4 Mio. t Chlor ca. 0,25 Mio. t Wasserstoff (Eurochlor 2020) .

Daneben gibt es Pilotprojekte von alkalischen Elektrolyseuren, die allein zum Zweck der Wasserstoffproduktion installiert wurden. Unter anderem betreibt Audi zusammen mit der EWE Netz GmbH in Werlte einen 6MW Elektrolyseur, der der bei Überlast durch Windenergie betrieben wird (Strategieplattform Power to Gas n.d.).

Bei der **Protonaustauschmembran-Elektrolyse (PEM)** ist der Elektrolyt eine protonendurchlässige Polymermembran. Die Elektroden sind direkt auf die Membran geschichtet und bestehen aus Platin (Kathode) und Iridium oder Ruthenium (Anode). Das anodenseitig anströmende Wasser wird an der Edelmetallelektrode katalytisch zersetzt, wodurch Elektronen, elementarer Sauerstoff und Wasserstoffionen entstehen. Diese wandern nun durch die Membran zur Kathode und reagieren unter Aufnahme von Elektronen zu Wasserstoff. Obwohl die PEM-Elektrolyse noch nicht den gleichen technologischen Reifegrad wie die Alkalielektrolyse besitzt, setzen immer mehr Unternehmen bereits in der Anwendung auf diese Technologie. So baut beispielsweise die Raffinerie Rheinland im Werk Wesseling eine mit 10 MW Kapazität konzipierte Anlage zur Herstellung von 1300 Tonnen Wasserstoff jährlich (Shell 2018). Weitere schon im Betrieb befindliche Anlagen im Industriemaßstab finden sich unter anderem in Mainz, Hamburg und Linz (Tabelle 1).

Nennleistung [MW]	Anlagenbetreiber	Standort	Zweck
5	H&R Ölwerke Schindler GmbH	Hamburg (Hafen)	H ₂ für Raffinadeprodukte
6	Voestalpine	Linz (A)	H ₂ Produktion für DRI
6	Stadtwerke Mainz	Mainz	H ₂ Produktion & Einspeisung in Gasnetz

Tabelle 1: Auswahl im Betrieb befindlicher PEM-Elektrolyseure
(NDR 19.12.2019; Voestalpine 2019; Mainzer Netze 2016)

Die erste **SOE-Pilotanlage (SOE – solid oxid electrolysis)** wurde bereits in den 1980er Jahren von Dornier in Kooperation mit Lurgi und der Robert Bosch GmbH entwickelt (Heddrich und Riedel 2018). Dabei läuft die Festoxid-Elektrolyse im Gegensatz zu den beiden anderen Technologien im Optimalfall bei hohen Temperaturen (z.B. bei 800°C) und dementsprechend mit gasförmigem Wasser ab. Die Bezeichnung Hochtemperatur-Elektrolyse wird für die Festoxid-Elektrolyse daher auch synonym verwendet.

SOE Modul- und Systemhersteller sowie Anwender im industriellen Maßstab sind bisher rar, obwohl erste Produkte am deutschen Markt verfügbar sind (Sunfire GmbH). An Forschungsinitiativen gekoppelte Pilotanlagen stehen zum Beispiel in Salzgitter und Karlsruhe.

Leistung [kW]	Anlagenbetreiber	Standort	Zweck	Anmerkung
150	Salzgitter Flachstahl, Sunfire	Salzgitter	H ₂ für Glühprozesse & DRI	Betrieb von 2016 bis 2019, Nachfolgeprojekt GrInHy2.0 mit 720kW in 2020
9,6 ²	Total, Sunfire, Eifer	Karlsruhe	H ₂ für den Tankstellenbedarf	
200	Boeing, Sunfire	Los Angeles	Wasserstoff als Energiespeicher für autonome Energieversorgung	2 * 100kW Module, reversibler Betrieb mit 2 * 20kW möglich

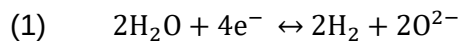
Tabelle 2: HTE Pilotprojekte
(Sunfire n.d.b; McPhy n.d.b)

² Berechnung aus Factsheet wie folgt: $3,7 \frac{kWh}{m_n^3} * 2,5 \frac{m_n^3}{h}$ aus McPhy n.d.b.

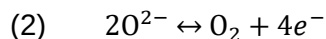
3. Energietechnische und -wirtschaftliche Bewertung

Ausgewählte thermodynamische Grundlagen der Wasserelektrolyse

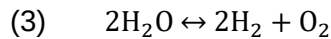
Die Festoxidelektrolysezelle spaltet den anströmenden Wasserdampf in Wasserstoff und Sauerstoff. Dabei läuft in der Umgebung der Kathode folgende Reduktionsreaktion ab³:



Die Sauerstoffionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode und werden dort zu reinem Sauerstoff oxidiert:



Somit läuft insgesamt folgende Reaktion ab:



Der thermodynamische Zusammenhang zwischen elektrischem und thermischem Energiebedarf lässt sich folgendermaßen beschreiben:

$$(4) \quad \Delta G = \Delta H - T\Delta S$$

Hierbei bezeichnet ΔH die Reaktionsenthalpie, d.h. den theoretischen Gesamtenergiebedarf für den Ablauf der Reaktion bzw. die Differenz zwischen den Bildungsenthalpien der Edukte und Produkte. Die mit ΔG bezeichnete Gibbs'sche freie Enthalpie bezeichnet hier den elektrischen Energiebedarf. Der thermische Energiebedarf ist durch $T\Delta S$ gegeben, wobei ΔS die temperaturspezifische Entropiedifferenz der Reaktion bezeichnet. Die genannten thermodynamischen Zustandsgrößen sind dabei sowohl Temperatur- als auch Druckabhängig.

ΔH lässt sich für die beiden Zustände $2\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ und $2\text{H}_2(\text{g}) + \text{O}_2(\text{g})$ wie folgt beschreiben:

$$(5) \quad \Delta H_{\text{H}_2\text{O}(\text{gas})}(\text{T}) = 242 \text{ kJ/mol} + \int_{298.15}^{\text{T}} \Delta C_p \text{ dT}$$

und die Entropie

$$(6) \quad \Delta S_{\text{H}_2\text{O}(\text{gas})}(\text{T}) = 188,9 \text{ J/Kmol} + \int_{298.15}^{\text{T}} \frac{\Delta C_p}{T} \text{ dT}$$

ΔC_p stellt dabei die wiederum von der Temperatur abhängige Änderung der Wärmekapazität der Reaktanden bei konstantem Druck (1,013bar) dar. Wie aus Abbildung 5 ersichtlich, ist die Reaktionsenthalpie $\Delta H(\text{T})$ im betrachteten Temperaturbereich nur geringfügig von der Temperatur abhängig, während der thermische Energiebedarf steigt und der elektrische Energiebedarf sinkt.

³ Die Elektrolyse von Wasserdampf unterscheidet sich von den anderen Technologien dahingehend, dass im gasförmigen Zustand die Autoprotolyse des Wassers nicht stattfindet und das durch den Elektrolyten **transportierte Ion** nicht identisch ist. (HT: O^{2-} , Alkali: OH^- , PEM: H^+)

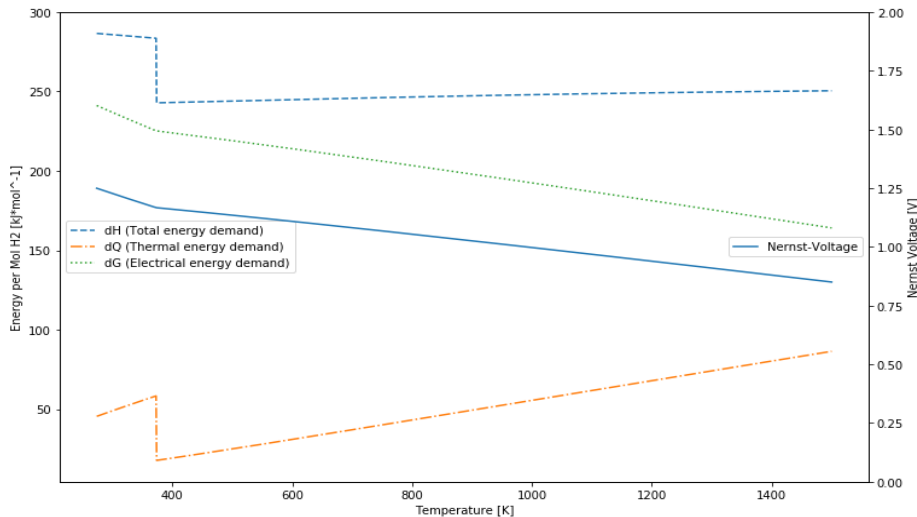


Abbildung 5: Fundamentale thermodynamische Zusammenhänge der Wasserelektrolyse

Quelle: Eigene Darstellung

Aus diesem fundamentalen thermodynamischen Zusammenhang erschließt sich bereits die für eine Anwendung in der Stahlindustrie (und anderen Industrien mit relevanten Abwärmeströmen und hohem Wasserstoffbedarf) entscheidende Charakteristik der Hochtemperaturelektrolyse: eine deutliche Steigerung der (elektrischen) Energieeffizienz durch eine teilweise Substitution des elektrischen Energiebedarfs durch sowieso vorhandene Abwärme.

Das in Abbildung 5 gezeigte temperaturabhängige Verhältnis zwischen dem elektrischen Energiebedarf und dem thermischen Energiebedarf kann bei einer festgelegten Temperatur nicht weiter verschoben werden sondern ist fundamental. Das Nernstpotential (oder auch Redoxpotential) ΔE entspricht dem theoretischen Minimum der für die Redox-Reaktion notwendigen Spannung in einer elektrochemischen Zelle bei gegebener Gibbs'schen Energie der Reaktion (auch Zersetzungsspannung genannt):

$$(7) \quad U = -\Delta E(T) = \frac{\Delta G(T)}{nF}$$

Dabei ist F die Faradaykonstante und n (hier: 2) die Anzahl der wandernden Elektronen in Mol pro Mol gespaltenem Wasser. Diesem Zusammenhang liegt das Faraday'sche Gesetz zugrunde. Der Reaktionsumsatz ist also eine Funktion des Ladungseintrags.

Verlustbehaftete Mechanismen

Die oben beschriebene benötigte elektrische Energie ΔG beschreibt den minimalen Energieeintrag, der für den Start der Reaktion thermodynamisch erforderlich wäre. Der Ablauf der Reaktion wird jedoch durch verschiedene Faktoren kinetisch gehemmt, das chemische Gleichgewicht der Reaktion wird bei der theoretischen Zersetzungsspannung nicht verlassen (Kurzweil 2018). Hierfür, um den gewünschten Reaktionsverlauf zu starten, muss zusätzliche Energie durch eine Überspannung in das System eingebracht werden. Hieraus ergibt sich die praktische Zersetzungsspannung. Die Höhe der Überspannung wird durch verschiedenste Prozesse determiniert, welche insbesondere an der reaktiven Grenzfläche zwischen den Elektroden (insbesondere der Kathode als Arbeitselektrode des Elektrolyseprozesses) und dem Elektrolyten stattfinden. Dabei handelt es sich um Prozesse, welche

die Reaktionskinetik verlangsamen. Hinzu kommen die Ohm'schen Widerstände insbesondere des Elektrolyten, die zu einen zusätzlichen Spannungsabfall und somit eine erhöhte praktische Zersetzungsspannung bedingen. Die Überspannungen durch gehemmte Reaktionskinetik lassen sich grob wie folgt unterscheiden: zum einen die Aktivierungsüberspannungen welche den gehemmten Ladungsträgerdurchtritt von den Elektroden zum Elektrolyten und somit den Reaktanten kompensieren, zum anderen Diffusionsüberspannungen, welche den verzögerten Stofftransport zwischen Elektrolyt und reaktiver Grenzfläche abbildet (Stempien et al. 2012; Kurzweil 2018). Diese die Reaktionskinetik hemmenden Effekte an den Grenzflächen werden auch als Polarisationswiderstände bezeichnet. Die geschilderten Effekte führen zu Abweichungen vom Faraday'schen Gesetz und somit Verlustströmen, wobei der langsamste Teilschritt die Geschwindigkeit der gesamten Reaktionskinetik bestimmt (Kurzweil 2018).

Hieraus ergibt sich direkt ein zentrales Entwicklungsziel der weiteren F&E im Hinblick auf die Feststoffoxidelektrolyse: die in der Praxis erforderliche Überspannung sowie die Ohm'schen Verluste müssen durch Adressierung der verschiedenen verursachenden Faktoren minimiert werden, da sich dies direkt auf die Energieeffizienz des Verfahrens auswirkt.

Elektroden- und Elektrolytmaterialien

Das Elektrodenmaterial insbesondere der Kathode ist entscheidend für eine energieeffiziente Produktion von Wasserstoff. Wichtige Eigenschaften sind hierbei die Fähigkeit zur Adsorption von molekularem Wasserstoff bei zugleich möglichst geringer Überspannung. Hierfür sind Nickel, Palladium und Platin besonders geeignet, aus naheliegenden Gründen (Materialkosten) kommen daher meist Kathoden auf Nickelbasis zum Einsatz. Ein zentrales Thema der F&E ist die Optimierung der Elektrodenoberflächen, im Hinblick auf deren Struktur als auch auf Legierungen, welche die Aktivität erhöhen und Überspannungen reduzieren. Einen Überblick über verschiedene Katalysatoren für die Wasserstoffabscheidung bietet (Kurzweil 2018).

Als Feststoffelektrolyt kommt bei der SOE in der Regel ein sogenanntes Yttrium stabilisiertes Zirkoniumoxid (ZrO_2 , das mit Yttriumoxid Y_2O_3 dotiert wird), YSZ abgekürzt, zum Einsatz. Dieses Material ist ein guter Oxidionenleiter sowie chemisch stabil in reduzierender als auch oxidierender Atmosphäre. Unterschieden werden können beispielsweise 8YSZ und 10YSZ (8 mol-% bzw. 10 mol-% Y_2O_3). Insbesondere bei 8YSZ nimmt die Leitfähigkeit durch mikrostrukturelle Änderungen innerhalb der ersten 1000 Betriebsstunden drastisch ab, wodurch der Wirkungsgrad der SOE entsprechend sinkt (Kurzweil 2018). Hieraus lässt sich ein zentrales Entwicklungsziel ableiten. Da die Leitfähigkeit des Feststoffelektrolyts gegenüber derjenigen der Elektroden deutlich reduziert ist (Faktor 10^3 bis 10^5), werden relativ dünne Elektrolytschichten eingesetzt (siehe Abbildung 2).

Theoretischer spezifischer Energieverbrauch der Wasserelektrolyse, Effizienzgewinn durch die Hochtemperaturelektrolyse

Die theoretische thermodynamische Zersetzungsspannung für Wasser unter Standardbedingungen ($T=25^\circ\text{C}$ und $\text{Druck}=101,325\text{ kPa}$) beträgt 1,23 V (Kurzweil 2018), hieraus lässt sich das theoretische Minimum des elektrischen Energiebedarfs (ΔG) mit (7) zu 237,1 kJ/Mol H_2 (bzw. 2,94 kWh/m³ H_2) berechnen, dies lässt sich auch in Abbildung 5 erkennen.

In der Praxis, aufgrund der spezifischen Überspannungen der Elektroden und der ohm'schen Verluste, ist der notwendige Energieeintrag deutlich höher. (Wang et al. 2008) geben für die erforderliche Spannung zur Bildung (bzw. genauer zum Austritt aus dem System) von Wasserstoffgas an der Kathode und Sauerstoffgas an der Anode eine Spannung von 1,65 – 1,7 V an. Für industrielle Elektrolyseanlagen werden typische Zellspannungen von 1,8 – 2,6 V gesehen. Die Energieeffizienz lässt sich dann beispielsweise als Verhältnis zwischen eingesetzter Energie und der für den Ablauf der Redox-Reaktion thermodynamisch minimal erforderlichen Energie angeben. So ergibt sich beispielsweise bei einer realen Zellspannung von 2 V und somit einem elektrischen Energiebedarf von 4,78 kWh/m³ H₂:

$$(8) \quad \eta(T) = U_0 / U(I) = \Delta G(T) / W_{el} = 2,94 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} / 4,78 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} = 61,5 \%$$

Die Verluste werden wie oben geschildert durch Ohm'sche Widerstände und die diversen Effekte, die zur Höhe der Überspannung beitragen, verursacht.

Als Indikator wird in (8) der sogenannte Spannungswirkungsgrad herangezogen. Es können weitere relationale Indikatoren zur Bestimmung der Effizienz des Elektrolyseverfahrens definiert werden, beispielsweise die aufgewendete Gesamtenergie bezogen auf den Heizwert pro Produkteinheit, oder die aufgewendete elektrische Energie bezogen auf den Heizwert pro Produkteinheit. Letzteres wird oft als Systemwirkungsgrad bezeichnet.

Bei höherer Temperatur verändert sich $\Delta G(T)$ (siehe (4), (5), (6), und Abbildung 5). Bei einer Temperatur von 900°C (dies entspricht gut der typischen Betriebstemperatur in einem Schachtofen bei der Direktreduktion von Roheisen, (Vogl et al. 2018)) reduziert sich die Zersetzungsspannung bzw. das Nernstpotential auf 0,95 V, $\Delta G(T)$ ergibt sich zu 2,27 kWh/m³ H₂. Betrachtet man nur den elektrischen Energieeinsatz, entspricht dies ggü. dem thermodynamischen Energiebedarf bei Standardbedingungen einem erheblichen Effizienzpotenzial von 22,8 %. Letztlich ändert sich der gesamte thermodynamische Energieeinsatz ΔH nur unwesentlich, sodass es sich im Wesentlichen um eine Substitution von elektrischer durch thermische Energie handelt.

Darüber hinaus konnte gezeigt werden (Heddrich und Riedel 2018), dass mit steigender Temperatur der Gesamtwiderstand (sowohl die Ohm'schen Widerstände als auch die Polarisationswiderstände) zurückgeht. Wie aus Abbildung 6 ersichtlich, steigt bei sonst gleichen Betriebsparametern (Zellspannung, Wasseranteil im Brenngas, Druck) die Stromdichte erheblich, wenn sich die Zelltemperatur erhöht (so bei einer Temperaturerhöhung von 1023 K (750°C) auf 1123 K (850°C) von unter 0,15 A/cm² auf ca. 0,35 A/cm²), was auf eine Reduktion des Gesamtinnenwiderstands der Zelle zurückzuführen ist. Untersucht wurde hier von (Heddrich und Riedel 2018) ein SOE Stack der Firma Sunfire GmbH bei konstanter Zellspannung von 1,15 V (entsprechend dem endothermen Betriebsbereich, da unterhalb der thermoneutralen Spannung). Weitere Abhängigkeiten des Gesamtwiderstands und der Stromdichte ergeben sich vom Betriebsdruck, dem Dampfanteil des kathodenseitig zugeführten Gases, und von der Dampfumwandlungsrate (Anteil des zu H₂ umgesetzten H₂O).

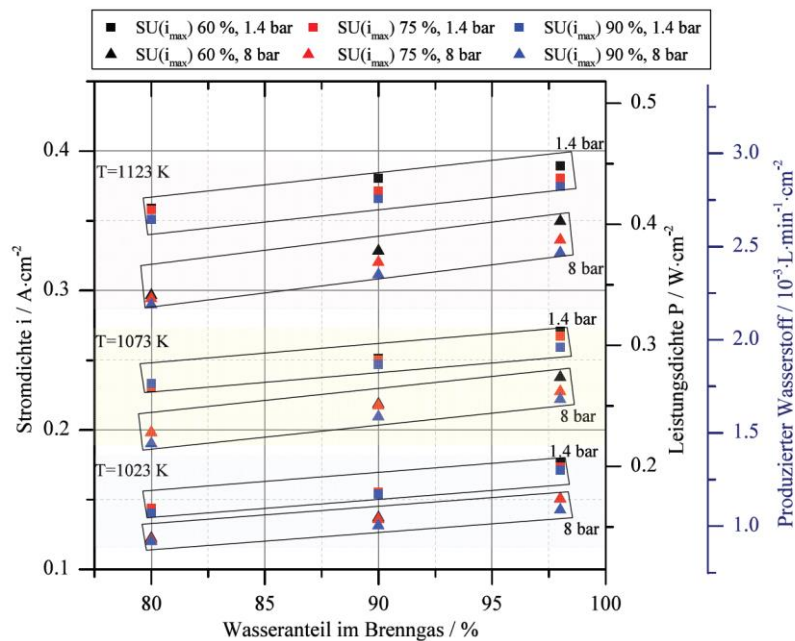


Abbildung 6: Ausgewählte Ergebnisse aus (Heddrich und Riedel 2018), Charakterisierung einer SOE-Zelle der Firma Sunfire GmbH bei konstanter Zellspannung von 1,15 V.

Vergleich von Systemeffizienzen und Energiebedarf in der Praxis

Beim Vergleich der Systemeffizienzen fällt auf, dass das betrachtete System nicht immer eindeutig definiert ist. So existiert beispielsweise kein genormter Ausgangsdruck. Weiterhin werden teilweise nur Stackeffizienzen angegeben. Diese wurden hier im Folgenden mit einem empirisch ermittelten Abschlag von 8% bedacht, um sie mit anderen Systemeffizienzen vergleichen zu können. Dieser Abschlag beinhaltet dabei Nebenverbraucher wie z.B. die Leistungs- und Sicherheitselektronik sowie das Wärmemanagement. Für eine exakte Vergleichbarkeit wurden im folgenden Werte aus (Smolinka et al. 2018) herangezogen.

Dieser gibt den Systemwirkungsgrad für die SOE (elektrischer Energiebedarf bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs) mit 78,8 %_{LHV} an. Hieraus ergibt sich ein spezifischer elektrischer Energiebedarf von 42,3 kWh/kg_{H₂}. Für die alkalische Niedertemperaturelektrolyse (AEL) wird ein Systemwirkungsgrad von 64,3 %_{LHV} angegeben. Eine exemplarische Auswahl von am Markt erhältlichen Niedertemperatursystemen, siehe

Tabelle 3, bestätigt diesen Wert in etwa, mit einer Tendenz zu etwas niedrigeren Effizienzen. Für die HTE stehen bereits heute Anlagen mit höheren Systemeffizienzen bereit, beispielsweise das Modul Sunfire-Hylink der Sunfire GmbH, dessen Wirkungsgrad bei Standardbedingungen mit $\eta = 82 \text{ \%}_{\text{LHV}}$ angegeben wird (Sunfire n.d.a). Lässt man die (allerdings sehr relevante) Degradationsproblematik außer Acht, bestätigt sich der oben angesprochene Effizienzvorteil der Hochtemperaturelektrolyse also auch in der Praxis: Geht man von einem Wert von $\eta = 64,3 \text{ \%}_{\text{LHV}}$ als Basis aus für AEL aus, wären SOE-Systeme laut (Smolinka et al. 2018) ca. 22,5% effizienter, setzt man den höheren Wert von Sunfire für die HTE Systeme von $\eta = 82 \text{ \%}_{\text{LHV}}$ an, beträgt der Effizienzvorteil sogar 27,5%. Die Systemeffizienz der angebotenen PEM-Module liegt derzeit noch etwas unter den AEL.

Tabelle 3: Literaturwerte sowie exemplarische Auswahl am Markt erhältlicher Elektrolysesysteme und deren Systemeffizienz

Technologie	Systemeffizienz (Smolinka et al 2018)	Hersteller	Systemeffizienz (LHV)
AEL	64,3%	thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers	63,9% ⁴
		McPhy	61,4% ⁴
		Nel hydrogen	62,6% ⁴
PEM	61,7%	H-Tec	61,2%
		iGas Energy	63,8%
SOE	78,8%	Sunfire	82%

Quellen: (ThyssenKrupp n.d.; McPhy n.d.a; Nel Hydrogen n.d.; H-Tec Systems n.d.; iGas energy n.d.; Sunfire n.d.a)

Energiewirtschaftliche Betrachtung

Für die Herstellungskosten für Wasserstoff findet sich in der Literatur, bezogen auf die alkalische Elektrolyse, ein Wert von 7,6 €/kg_{H₂} bei Stromkosten von 35 €/MWh (Machhammer et al. 2015). (Bukold 2020) beziffert die Kosten für Westeuropa mit 5-6 €/kg_{H₂}. Damit liegen diese deutlich über den typischen Herstellkosten der Dampfreformierung von Erdgas von 1,9 €/kg_{H₂} (Machhammer et al 2015) beziehungsweise 1,5 €/kg_{H₂} (Bukold et al 2020). Allerdings geht letztgenannte Studie davon aus, dass Skaleneffekte bei der Produktion von Elektrolyseanlagen sowie ein Betrieb bei Netzüberlastung (sog. Überschussstrom) zu geringeren Stromkosten und somit bereits 2030 zu einer Angleichung der Herstellkosten führt. Andererseits wird auch blauer Wasserstoff wegen steigender CO₂-Abgaben gegenüber grauem Wasserstoff immer lukrativer, allerdings erzeugt das verwendete Erdgas bereits eine große Menge an CO₂ bei Förderung und Transport, wodurch zukünftig möglicherweise Carbon Import Taxes / Border Tax Adjustment oder ähnliche Politiken Kostenfaktoren darstellen können. Weiterhin ist zu erwarten, dass sich der Lagerpreis in CO₂-Lagerstätten auch in Abhängigkeit des CO₂-Preissignals entwickeln sein wird. Die Herstellkosten von Elektrolyse-Wasserstoff werden konkret von den Systemkonfigurationen und von Faktoren des Betriebs (z.B. den Volllaststunden) abhängen, darüber hinaus natürlich erheblich von den jeweiligen Strompreisen. Die CAPEX der Hochtemperaturelektrolyseure liegen derzeit noch deutlich über den AEL und PEM-Systemen, (Smolinka et al. 2018) gibt für 2017 eine Bandbreite von 1.350 bis 3.250 € pro kW Nennleistung, mit einem zentralen Wert von 2.300 € an. Die im Rahmen der vorliegenden Analyse befragten Experten von Sunfire (Wolf et al. 2020) geben den Status Quo mit 2.500 € pro kW Nennleistung an. Zur Entwicklungsperspektive der CAPEX sowie der Kostenrelationen zwischen grünem und grauem Wasserstoff siehe Kapitel 6.

⁴ Systemeffizienz aus Stackeffizienz ermittelt, Abschlag von 8% wie im Text beschrieben

Gesamtwirtschaftliche Potenziale

Die gesamtwirtschaftlichen Potenziale zur Energieeinsparung und THG-Vermeidung sind derzeit nur schwer einzuschätzen, was sich anhand mehrerer Faktoren erläutern lässt, die zu erheblichen Unsicherheiten führen:

- Die Abschätzungen für den zukünftigen Wasserstoffbedarf bzw. die notwendigen Elektrolysekapazitäten in Szenarienarbeiten zeigen eine ganz erhebliche Bandbreite. In 50 von (Smolinka et al. 2018) analysierten Szenarien reicht diese Bandbreite für 2030 von 0 bis ca. 120 GW installierter Elektrolysekapazität, für 2050 von 0 bis ca. 270 GW. Der Mittelwert (nicht gewichtet) für den Bereich zwischen den 25% bis 75%-Quartilen beträgt dabei für 2030 ca. 15 GW, für 2050 ca. 60 GW. Hier spielt auch die Unsicherheit im Hinblick auf das Verhältnis zwischen nationaler Produktion und Import eine Rolle.
- Welche der Elektrolysetechnologien (AEL, PEM, SOE) sich in welchem relativen Umfang im Markt durchsetzt, und dementsprechend wie hoch die Diffusion der Anteil der SOE mit entsprechenden Effizienzvorteilen gegenüber den anderen beiden Technologien sein wird, kann derzeit kaum abgeschätzt werden.
- Auch die weitere Entwicklungsperspektive der Leistungsparameter der Elektrolysetechnologien, z.B. Systemwirkungsgrad und damit Strombedarf der SOE-Systeme, unterliegt Unsicherheiten, wenngleich es hier zumindest plausible Einschätzungen gibt (siehe Kapitel 6).

Ein Teil der genannten Unsicherheiten resultiert auch aus unklaren Rahmenbedingungen bzw. fehlenden politischen Festlegungen zum konkreten Markthochlauf (siehe hierzu auch Kapitel 7 und 8). Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020) könnte sich dies jedoch ein Stück weit ändern. Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh, bei Annahme von 4.000 Volllaststunden entspräche dies einer benötigten Elektrolyse-Kapazität von 25 GW.

Daher soll hier nur mit einer exemplarischen Betrachtung die mögliche Größenordnung einer denkbaren zukünftigen Energieeinsparung durch SOE-Systeme gegenüber alkalischen/PEM-Systemen in Deutschland deutlich gemacht werden. Hierzu wird auf den Anwendungsfall der Primärstahlerzeugung mit Wasserstoff (Direktreduktion von Eisenerz) zurückgegriffen.

Unter der Annahme, dass ca. 50% der heutigen deutschen Primärstahlproduktion, d.h. 15 Mio. t Rohstahl pro Jahr, durch eine vollständig wasserstoffbasierte Direktreduktion ersetzt würden, ergäbe sich mit einem typischen Systemwirkungsgrad von alkalischen Elektrolyseuren ein Strombedarf von ca. 60 TWh (Lösch et al. 2020). Der Effizienzvorteil von SOE-Systemen gegenüber den AEL/PEM kann konservativ mit 20% abgeschätzt werden (siehe oben). Somit ergäbe sich für diesen Anwendungsfall eine erhebliche Energieeinsparung von 12 TWh bzw. 43,2 PJ pro Jahr (unter der Annahme, dass die benötigte Abwärme zusätzlich zur Verfügung steht und nicht an anderer Stelle schon genutzt wird). Dies könnte zu einer Beschleunigung der Diffusion einer CO₂-armen Stahlerzeugung führen, da entsprechend geringere erneuerbare Erzeugungskapazitäten für den Aufbau einer relevanten Produktionskapazität erforderlich wären. Allerdings müssten die Langzeitstabilität und die Skalierung der SOE-Systeme deutlich gesteigert werden.

4. Technikzyklusanalyse

Kritische Punkte bei Herstellung und Betrieb

Die Systemleistung der SOE-Systeme sinkt derzeit im beanspruchenden Betrieb (hohe Temperaturen) durch Materialprobleme drastisch ab, insbesondere bei höheren Stromdichten (Kurzweil 2018):

- Die direkt auf dem Elektrolyt aufgetragenen Elektroden lösen sich ab (Delamination) und deaktivieren durch Migration von Legierungs-/Dotierungselementen zwischen den Elektroden und dem Elektrolyt.
- Insbesondere diffundiert Nickel aus der Kathode in den Elektrolyten, darüber hinaus kommt es auch zu Nickelagglomeration in der Kathode und somit zu einer Reduktion der Reaktionsoberfläche, was wiederum zu einer höheren Überspannung / Polarisationswiderständen führt.
- Der Festelektrolyt ändert seine Kristallstruktur (wichtig: Fehlstellen im Gitter, welche die O^{2-} Ionen leiten) und verliert dadurch erheblich an ionischer Leitfähigkeit.
- Angaben aus der Literatur verdeutlichen das Ausmaß der Degradation: (Kurzweil 2018) berichtet von einer anodengestützten Einzelzelle mit einer Steigerung der Überspannung (und damit Abnahme des Wirkungsgrades) um 0,36 V innerhalb von 9000 Betriebsstunden. Verglichen mit einer praktischen Zersetzungsspannung von 1,2 V entspräche dies einer Abnahme des Wirkungsgrades um⁵ 30%. (Schroeder et al. 2015) sowie (Fang et al. 2015) geben eine Reduktion des Wirkungsgrades um 3-5% nach 1000 Betriebsstunden an.

Die weitere Optimierung der Elektroden und des Elektrolyten unter verschiedenen Gesichtspunkten ist essenziell für eine weitere Leistungssteigerung der SOE – dabei handelt es sich um materialbezogene Herausforderungen:

- Optimierung der mechanischen (Anpassung Wärmeausdehnungskoeffizienten) und chemischen (Verhalten in reduzierender/oxidierender Umgebung) Stabilität
- Reduktion der Überspannungen bzw. des Polarisationswiderstands der Elektroden
- Optimierung der mechanischen Stützstruktur zwischen Elektroden und Elektrolyt

Auch die Optimierung des Stackdesigns sowie der Fertigungsschritte für die SOE birgt noch Potenzial. Dies wurde bereits durch das von BMWi geförderte Projekt FOSUS (Funktionsoptimiertes Stackdesign und Skalierung SOEC) aufgegriffen (Strohbach et al. 2018). Hier konnten für weitere Entwicklungsarbeiten insbesondere die Verwendung alternativer Elektrolytmaterialien als auch eine weitere Verringerung der Elektrolytdicke als Themen identifiziert werden.

Patent- und Publikationsanalysen

Um die Entwicklung der F&E-Aktivitäten im Bereich der Feststoffoxid- bzw. Hochtemperaturelektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff in den letzten Jahren und Jahrzehnten nachvollziehen zu können, wurde eine Patent- und Publikationsanalyse durchgeführt. Für beide Analysen wurde dabei mit den gleichen Suchtermini gearbeitet:

S ((Solid oxide electrolys? or High Temperature Electrolys? or SOEC) AND (Hydrogen or Water))

⁵ Bei einer Stromdichte von 0,4 A/cm², T=1000°C in Röhrenzellen („Hot Elly“), Kurzweil 2018.

Patentanalyse

Die Analyse wurde mit der englischsprachigen Datenbank World Patents Index (WPI) durchgeführt. Sie deckt Patentanmeldungen an etwa 50 Patentämtern weltweit ab. Als probates Mittel hat sich die Analyse transnationaler Patentanmeldungen erwiesen, bei denen Anmeldungen am Europäischen Patentamt oder aber bei der internationalen Patentorganisation WIPO (ohne Doppelzählungen) betrachtet werden. Es handelt sich dabei um Patentanmeldungen, die jeweils in mehreren Ländern angemeldet werden. Hier sind die Anmeldekosten hoch und es wird durch die internationale Anmeldestrategie ein besonders hoher Ertrag erwartet. Es geht damit um besonders wertvolle Patente und in der Statistik sind Länder miteinander vergleichbar.

Bei der Beschränkung auf Transnationale Patente (Befehl (EP or WO)/PC) ergibt sich eine Treffermenge von 79. Aufgrund der gesetzlichen Vorschriften zur Veröffentlichungen von Patentanmeldungen lassen sich aktuell Analysen bis 2017 durchführen. Hier wird ein Länderranking gemäß Tabelle 4 für den Zeitraum 2000-2017 ermittelt, Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Patentanmelder⁶.

Tabelle 4: Ranking der Länder mit Patenten zur SOE/HT-Elektrolyse bei Transnationalen Patenten weltweit, 2000-2017

Frankreich	21
USA	13
Dänemark	12
Deutschland	12
Großbritannien	4
Japan	4
Norwegen	1
Schweden	5
Finnland	1
Österreich	1
Belgien	1
Schweiz	1
China	1
Italien	1

⁶ Die unterschiedlichen Summen der beiden Tabellen resultiert daher, dass in der Datenbank WPI nicht einzelne Dokumente, sondern Patentfamilien verzeichnet sind. Es kann vorkommen, dass unterschiedliche Bezeichnungen wie sie in Tabelle 4 aufgeführt werden, zu gleichen Familien gehören, dies lässt sich durch eine einfache Patentauswertung nicht klären.

Russland	1
----------	---

Tabelle 5: Überblick über die Anmelder transnationaler Patente SOE/HT-Elektrolyse 2000/2013-2017

Anmelder	Land	Anmeldungen 2000- 2017	davon 2013-2017	Zuordnung: Forschungseinrichtung / Unternehmen
Kommissariat für Atomenergie und alternative Energien (CEA)	Frankreich	21	19	Forschung
Haldor Topsoe (inkl. Tosoe Fuel Cell) AS	Dänemark	13	7	Unternehmen
Siemens AG	Deutschland	4	1	Unternehmen
Kiverdi Inc	USA	3	2	Unternehmen
Linde AG	Deutschland (Irland)	3	3	Unternehmen
Framatome (Areva NP SAS)	Frankreich	3	0	Unternehmen
Technische Universität Dänemark (DTU)	Dänemark	4	0	Forschung
Toshiba KK	Japan	2	1	Unternehmen
Nationales Zentrum für wissenschaftliche Forschung (CNRS)	Frankreich	2	1	Forschung
Rock Fuel Innovation Co. Ltd.	UK	2	0	Unternehmen
Rolls Royce Fuel Cell Systems Ltd.	UK	2	0	Unternehmen
Robert Bosch GmbH	Deutschland	1	1	Unternehmen
Salzgitter Flachstahl GmbH	Deutschland	1	1	Unternehmen
Sunfire GmbH	Deutschland	1	1	Unternehmen
Etogas GmbH (früher: Solarfuel GmbH)	Deutschland	1	0	Unternehmen
Weitere Forschungsinstitute (außerhalb D)	Divers	3	1	Forschung
Weitere Unternehmen (außerhalb D)	Divers	21	10	Unternehmen
Summe Total		87	48	55%
Summe Forschungseinrichtungen		30	21	70%
Summe Unternehmen		57	27	47%
	Grundlagen/ Total	34%	44%	

Die Betrachtung des Zeitverlaufs seit 2000 zeigt einen moderaten Anstieg mit fluktuierenden Einzelwerten ab 2004 und einen starken Anstieg ab 2015 (Abbildung 7), allerdings weiterhin auf einem geringen absoluten Niveau.

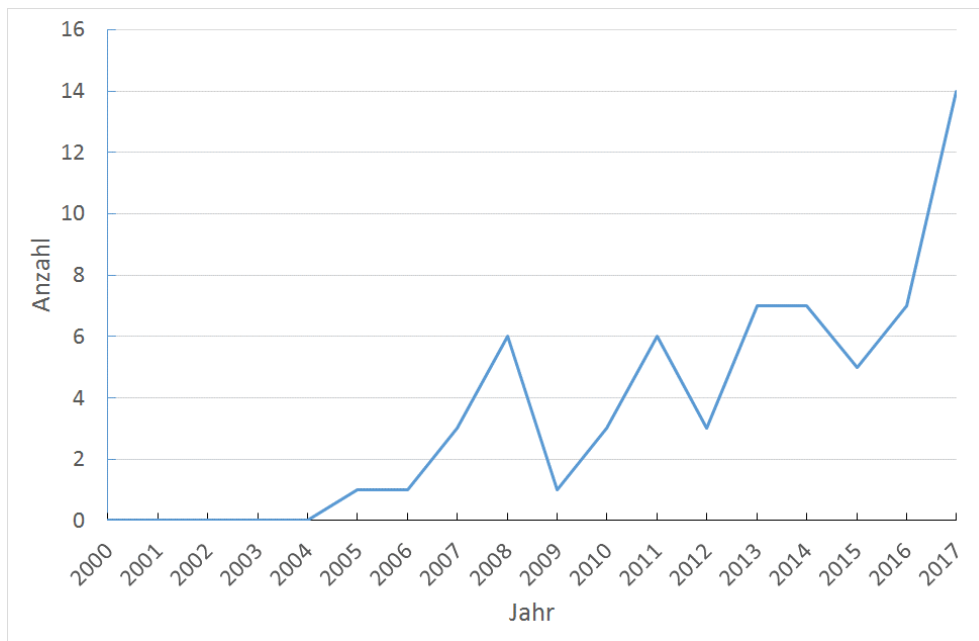


Abbildung 7: Transnationale Patentanmeldungen HT-Elektrolyse weltweit

Die Patentanalyse kann Anhaltspunkte für die Verortung der Technologie im Technologiezyklus liefern. So ist insbesondere von Interesse, ob es sich bei den Patentanmeldungen um Grundlagen- oder Anwendungspatente handelt, und ob der zeitliche Verlauf der Patentanmeldungen einen erkennbaren Trend aufzeigt.

Eine erste Einordnung der Patentanmelder in Forschungseinrichtungen (tendenziell Grundlagenforschung) und Unternehmen (tendenziell Anwendungspatente), siehe Tabelle 5, zeigt ein ausgewogenes Bild. Von insgesamt 87 Patentanmeldungen im Zeitraum 2000 bis 2017 lassen sich 30 Anmeldungen Forschungseinrichtungen zuordnen, 57 Unternehmen. Dies zeigt, auch in Verbindung mit der im Zeitverlauf tendenziell klar zunehmenden Anmeldung von Patenten, siehe auch Abbildung 7, ein grundsätzlich hohes Interesse auch in der Wirtschaft.

Aus Tabelle 4 lässt sich eine führende Gruppe von Staaten mit Patentanmeldern in dem untersuchten Bereich erkennen: Frankreich, die USA, Dänemark und Deutschland sind hier besonders stark vertreten. Bei den Patentanmeldern stechen insbesondere das staatliche französische Forschungsinstitut CEA sowie das dänische Unternehmen Haldor Topsoe hervor.

Publikationsanalyse (bibliometrische Analyse)

Die Recherche wurde mit der Datenbank Web of Science durchgeführt und führte zu 3006 Treffern im Zeitraum 1976 - 2019. Der zeitliche Verlauf wird in Abbildung 8 dargestellt.

Frühe Publikationen stammen von 1976, aber erst ab 2002 ist ein steiler Aufstieg zu beobachten. Bei der Recherche ist berücksichtigt, dass in WoS Abstracts erst ab 1990 zur Verfügung stehen. Die früheren Publikationszahlen wurden entsprechend korrigiert.

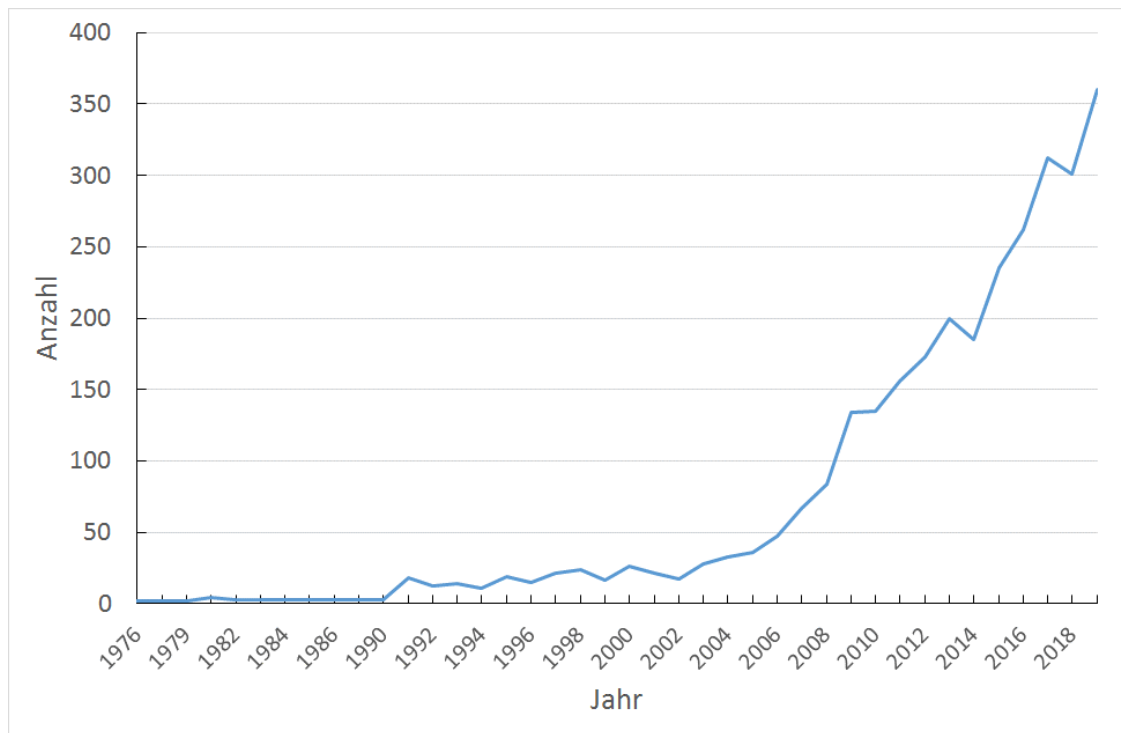


Abbildung 8: Ermittelte Publikationen zur Hochtemperaturelektrolyse nach Jahren

Bei der Betrachtung der Länderbeteiligung für das letzte erfasste Jahr 2019 ergibt sich eine Rangfolge nach Tabelle 6. Auffallend ist die sehr gute Position Chinas. Nach den Erfahrungen mit anderen Gebieten ist dies ein starker Hinweis darauf, dass China in etwa 5 Jahren auch technisch eine große Rolle spielen wird. Ein Vergleich mit 2010 zeigt, dass die Publikationsaktivitäten chinesischer Institute seitdem deutlich zugenommen haben, was allerdings auch für deutsche Einrichtungen gilt (Tabelle 7).

Tabelle 6: Publikationen zur Hochtemperaturelektrolyse insgesamt nach Ländern im Jahr 2019

Field: Countries/Regions	Record Count
PEOPLES R CHINA	107
USA	57
GERMANY	33
ITALY	25
SOUTH KOREA	25
DENMARK	16
FRANCE	15
JAPAN	15
SPAIN	15
SWITZERLAND	14
ENGLAND	13
CANADA	10
IRAN	10

NETHERLANDS	10
-------------	----

Quelle: Eigene Auswertung von Web of Science

Tabelle 7: Publikationen zur Hochtemperaturelektrolyse insgesamt nach Ländern im Jahr 2010

Field: Countries/Regions	Record Count
USA	31
PEOPLES R CHINA	17
JAPAN	14
FRANCE	10
DENMARK	9
ENGLAND	9
ITALY	8
TURKEY	8
CANADA	6
INDIA	6
SOUTH KOREA	6
BRAZIL	5
GERMANY	4
GREECE	4

Quelle: Eigene Auswertung von Web of Science

Tabelle 8 benennt schließlich die aktivsten Einrichtungen bei Publikationen (mindestens drei Publikationen) für das letzte erfasste Jahr 2019. Deutschland ist hier mit der Helmholtz-Gemeinschaft (mit verschiedenen Instituten), dem Forschungszentrum Jülich, der RWTH Aachen, dem DLR (Stuttgart), sowie der Sunfire GmbH beteiligt.

Tabelle 8: Aktivste Einrichtungen bzgl. Publikationen zur Hochtemperatur-Elektrolyse im Jahr 2019

Field: Organizations-Enhanced	Record Count
CHINESE ACADEMY OF SCIENCES	17
UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY DOE	17
HELMHOLTZ ASSOCIATION	15
CENTRE NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE CNRS	11
TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK	11
RESEARCH CENTER JULICH	9
LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY	8
UNIVERSITY OF CHINESE ACADEMY OF SCIENCES CAS	8

NANYANG TECHNOLOGICAL UNIVERSITY	7
NANYANG TECHNOLOGICAL UNIVERSITY NATIONAL INSTITUTE OF EDUCATION NIE SINGAPORE	7
POLYTECHNIC UNIVERSITY OF TURIN	7
CHINA UNIVERSITY OF MINING TECHNOLOGY	6
CONSEJO SUPERIOR DE INVESTIGACIONES CIENTIFICAS CSIC	6
CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE CNR	6
HARBIN INSTITUTE OF TECHNOLOGY	6
NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY USA	6
RWTH AACHEN UNIVERSITY	6
TSINGHUA UNIVERSITY	6
URAL FEDERAL UNIVERSITY	6
AALBORG UNIVERSITY	5
CNRS INSTITUTE OF CHEMISTRY INC	5
COLORADO SCHOOL OF MINES	5
GERMAN AEROSPACE CENTRE DLR	5
HUAZHONG UNIVERSITY OF SCIENCE TECHNOLOGY	5
INSTITUTE OF HIGH TEMPERATURE ELECTROCHEMISTRY	5
MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY MIT	5
NANJING TECH UNIVERSITY	5
ONTARIO TECH UNIVERSITY	5
XI AN JIAOTONG UNIVERSITY	5
BROOKHAVEN NATIONAL LABORATORY	4
CEA	4
HONG KONG POLYTECHNIC UNIVERSITY	4
IMPERIAL COLLEGE LONDON	4
INHA UNIVERSITY	4
ISTITUTO DI TECNOLOGIE AVANZATE PER L ENERGIA NICOLA GIORDANO ITAE CNR	4
NORTHEAST PETROLEUM UNIVERSITY	4
SEOUL NATIONAL UNIVERSITY SNU	4
SUNFIRE GMBH	4
TOKYO INSTITUTE OF TECHNOLOGY	4
UNIVERSITY OF SOUTH CAROLINA COLUMBIA	4
UNIVERSITY OF SOUTH CAROLINA SYSTEM	4
UNIVERSITY OF TWENTE	4
WUHAN UNIVERSITY	4

ZHEJIANG UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	4
ZHENGZHOU UNIVERSITY	4
BARCELONA INSTITUTE OF SCIENCE TECHNOLOGY	3
CITY UNIVERSITY OF HONG KONG	3
COUNCIL OF SCIENTIFIC INDUSTRIAL RESEARCH CSIR INDIA	3
CSIR ACADEMY OF SCIENTIFIC INNOVATIVE RESEARCH ACSIR	3
CURTIN UNIVERSITY	3

Quelle: Eigene Auswertung von Web of Science

Insgesamt spiegeln sowohl Publikations- und Patentanalyse als auch die Rückmeldungen aus den durchgeführten Experteninterviews (Smolinka und Lösch 2020; Wolf et al. 2020; Kroop et al. 2020) ein deutlich ansteigendes Interesse bei den beteiligten Akteuren an der SOE/HTE-Technologie wider, dass sich in stark ansteigenden Publikationszahlen zeigt. Auch die transnationalen Patentanmeldungen steigen stark, allerdings auf deutlich niedrigerem Niveau als die Publikationen, was auf die bislang noch geringe Umsetzung eher theoretischer Forschungsergebnisse in die Praxis hinweist. Aufgrund des in den zurückliegenden ca. 15 Jahren stark und kontinuierlich gestiegenen Aktivitätsniveaus lässt sich, im Zusammenhang mit der noch nicht gegebenen technologische Reife und ökonomischen Marktgängigkeit, die Technologie daher im Technikzyklus in Phase 2 „Euphorie“ verorten (siehe Abbildung 9). Ob die Technologie das „Valley of Death“ zwischen Laborforschung und Piloten einerseits und einer Markteinführung und -diffusion andererseits überwinden kann, oder ob auf die Euphorie die Ernüchterung folgt, das Aktivitätsniveau infolgedessen einbricht und Akteure ihre Tätigkeiten einstellen, hängt insbesondere von politischen Rahmenbedingungen ab, wie weiter unten (Kapitel 7 und 8) diskutiert. Bezogen auf den Technology Readiness Level (TRL) kann die Technologie derzeit bei TRL 5 eingeordnet werden.

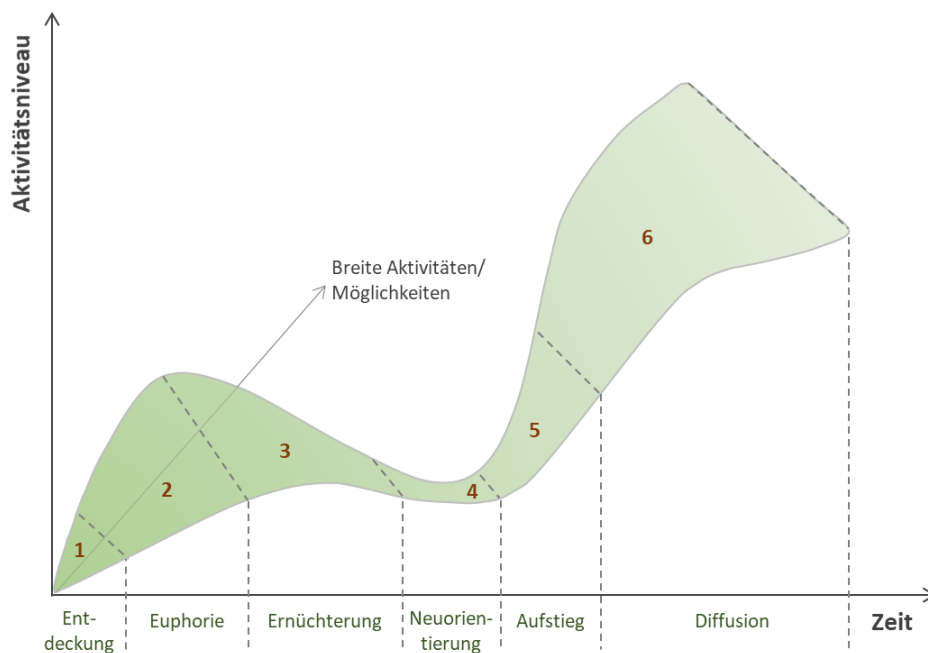


Abbildung 9: Einordnung der SOE/HTE im Technikzyklus (Euphorie)

5. Innovationssystemanalyse

Zentrale Akteure des technischen Innovationssystems sind derzeit, im Hinblick auf die Verortung der Technologie im Technikzyklus, insbesondere die Forschungsinstitute und forschenden Unternehmen, sowie in Deutschland das Energieforschungsprogramm des Bundes als Fördermittelgeber.

Dies zeigt auch eine Analyse der durch das Energieforschungsprogramm des Bundes geförderten Projekte. Hierbei wurde die Datenbank ENARGUS nach Projekten zur Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse von Wasser für den Zeitraum 2000 – 2019 durchsucht. Hierbei fiel sofort auf, dass im Zeitraum 2000 – 2009 kein einziges Projekt gefördert wurde. Eine ergänzende Suche nach der Leistungsplansystematik „Wasserstofferzeugung - Hochtemperatur-Elektrolyse [EA2723]“ bestätigte dies: in der ENARGUS-Datenbank sind Forschungsvorhaben mit Beginn 1975 bis Beginn 1987 (insgesamt acht Einzelprojekte, darunter vier Teilvorhaben des Verbundvorhabens „Hot Elly“ (Dornier und Air Liquide)) verzeichnet, in den nachfolgenden Jahrzehnten wurden hier keine Vorhaben gefördert.

Für den Zeitraum ab 2010 bis 2019 (Projektstart) konnten insgesamt 26 Einzelvorhaben identifiziert werden, die durch das Energieforschungsprogramm des Bundes gefördert wurden. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Projekte und der entsprechenden Fördermittel auf die Jahre. Es fällt auf, dass insbesondere im vergangenen Jahr (2019) eine ganze Reihe von Projekten neu begonnen wurden. Im Hinblick auf das Innovationssystem ist die Analyse der an den Vorhaben beteiligten Akteursgruppen von Interesse; darüber hinaus fällt auf, dass die Mehrzahl der identifizierten Projekte (21 von 26) im Rahmen von Verbundvorhaben umgesetzt wurden oder werden. Hieraus lassen sich ebenfalls Rückschlüsse auf das Innovationssystem ziehen. Die Verbundvorhaben sowie Einzelvorhaben und die beteiligten Akteure sind in Tabelle 9 dargestellt. Hier wurden auch die beiden durch die EU geförderten Verbundvorhaben „GrInHy“ sowie „GrInHy 2.0“ aufgenommen, denn diese sind sie von besonderem Interesse, da hier Pilotanlagen bei einem Anwenderunternehmen der Stahlindustrie umgesetzt wurden, was bei den vom Energieforschungsprogramm geförderten Vorhaben bislang nicht der Fall ist.

Abbildung 10: Geförderte F&E-Vorhaben zur Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse im Zeitraum 2010 bis 2019 - Verteilung über die Jahre und Fördersummen

Quelle: Eigene Auswertung (Enargus 2020)

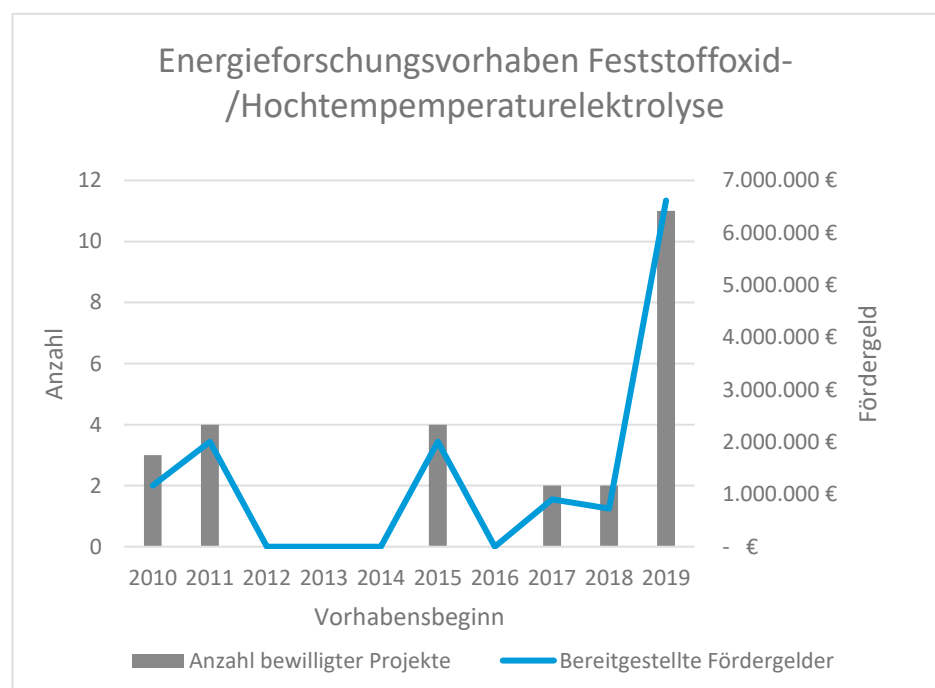


Tabelle 9: Forschungsvorhaben im Energieforschungsprogramm zur Feststoffoxid-/Hochtemperatur-Elektrolyse im Zeitraum 2010-2019 zur Analyse des Innovationssystems in Deutschland

Verbundvorhaben	Partner Technologielieferanten	Partner Anwenderunternehmen	Partner Forschungsinstitut / Universität	Zeitraum
Entwicklung von Festoxidelektrolysezellen für Anwendungen in der Energietechnik	KERAFOL Keramische Folien GmbH & CO. KG, Siemens Aktiengesellschaft		Forschungszentrum Jülich GmbH	11/2010-10/2013
HORIZONT (Hochtemperatur-Wasserelektrolyse: Identifizierung, Interpretation und Reduzierung der Zelldegradation)	ElringKlinger AG		EiFER (KIT/EDF); FZ Jülich Institut für Physikalische Chemie, Aachen	06/2011-05/2015
Verbundvorhaben: Funktionsoptimiertes Stackdesign und Skalierung SOEC	Sunfire GmbH, Kerafol, Vaillant GmbH			01/2015-03/2018
Verbundvorhaben: MethQuest 'MethFuel ' Innovative Methanerzeugung auf Basis Erneuerbarer Quellen; Teilvorhaben Optimierte SOEC Elektrolyse und Teilvorhaben SOEC Elektrolyse und Gesamtverfahrensketten			KIT; EiFER (KIT/EDF)	10/2018-09/2021
Weiterentwicklung von Technologien und Wertschöpfungsketten zur kommerziellen Einführung von strombasiertem Synthesegas für die Synthese von Kraftstoffen für konventionelle sowie innovative Antriebstechnologien in mobilen Anwendungen - Teilprojekte zur CO-Elektrolyse	Sunfire GmbH		DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik); Fraunhofer IMWS; EiFER (KIT/EDF)	01/2019-12/2021
Verbundvorhaben: Hochtemperatur CO ₂ - und Ko-Elektrolyse: Untersuchung der Ko- und CO ₂ -Elektrolyse an SOEC-Stacks im atmosphärischen und druckaufgeladenen Betrieb	Sunfire GmbH		DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik)	12/2019-11/2022

Verbundvorhaben ARCADE: Fortgeschrittene und robuste metallgetragene Zelle mit protonleitender Keramik für die Wasserdampfelektrolyse und die Dekarbonisierung des Energiesystems	ceraco ceramic coating GmbH		DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik); Eifer (KIT/EDF)	10/2019- 09/2022
Ausgewählte Verbundvorhaben auf EU-Ebene	Partner Technologielieferanten	Partner Anwenderunternehmen	Partner Forschungsinstitut / Universität	Zeitraum
GrInHy ("(...) includes designing, manufacturing and operation of a reversible generator based on the Solid Oxide Cell technology in a relevant industrial environment")	Boeing Research and Technology Europe, Sunfire GmbH	Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH; Salzgitter Flachstahl GmbH	VTT Technical Research Centre of Finland; EIFER (KIT/EDF); Institute of Physics of Materials, Brno; Politecnico di Torino	03/2016- 02/2019
GrInHy 2.0 ("GrInHy2.0 marks the first implementation of a high-temperature electrolyzer with an electrical power input of 720 kilowatt in an industrial environment")	Sunfire GmbH; Paul Wurth S.A.; Tenova SpA	Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH; Salzgitter Flachstahl GmbH	CEA (Frankreich)	03/2019- 12/2022
Einzel-/Teilvorhaben	Technologielieferanten	Anwenderunternehmen	Forschungsinstitut / Universität	Zeitraum
Druckaufgeladene Hochtemperatur- Elektrolyse			DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik)	05/2015- 04/2018
Reversible Solid Oxide Cell		AUDI AG		11/2017- 12/2018
Reversible Solid Oxide Cell		AUDI AG		01/2019- 11/2021
NIP II : Verbundvorhaben: RSOC - Reversible Solid Oxide Cell; Teilvorhaben: DLR			DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik)	11/2017- 12/2018
NIP II : Verbundvorhaben: RSOC - Reversible Solid Oxide Cell; Teilvorhaben: DLR			DLR, Stuttgart (Institut f. Technische Thermodynamik)	01/2019- 11/2021

Aus der Zusammenstellung der Akteure in Deutschland seit 2010 lassen sich erste Rückschlüsse über das Innovationssystem ziehen. Bezogen auf die Akteursgruppen zeigt sich, dass einige wenige forschende Technologielieferanten – hervorzuheben ist hier insbesondere die Sunfire GmbH aus Dresden als Hersteller von SOE/FC-Zellen und -stacks, aber auch die KERAFOIL GmbH & CO. KG aus Eschenbach/Oberpfalz als Hersteller von keramischen Elektrolytschichten – mit verschiedenen Forschungsinstitutionen kooperieren. Sunfire hat nach derzeitigem Kenntnisstand der Autoren im Rahmen von „GrInHy“ auch die erste SOE-Pilotanlage bei einem Anwenderunternehmen installiert. Auch bei den beteiligten Forschungsinstitutionen ist klar zu erkennen, dass sich die Aktivitäten dieser Akteursgruppe in Deutschland auf wenige, dafür aber sehr aktive Institutionen beschränken. Hier sind insbesondere das Forschungszentrum Jülich, das Institut für Technische Thermodynamik des DLR in Stuttgart, sowie das Europäische Institut für Energieforschung (ElFER) in Karlsruhe zu nennen. Die Akteure Sunfire GmbH, Siemens, sowie Salzgitter Flachstahl sind auch als Patentanmelder aufgetreten, wie in Kapitel 4 / Tabelle 5 zu sehen.

Auch in dem von BMBF geförderten Kopernikus-Projekt „Power-to-X“ gibt es Forschungscluster, die sich mit der Hochtemperaturelektrolyse auseinandersetzen (Kopernikus Projekt 2018). So ist es Ziel des Forschungsclusters A3, Kohlendioxid und Wasserdampf gemeinsam mit einer Hochtemperatur-Co-Elektrolyse zu Synthesegas umzuwandeln; untersucht wurde bisher beispielsweise die Frage, wie sich die Synthesegaszusammensetzung variieren lässt. Das Forschungscluster A3 wird vom Forschungszentrum Jülich geleitet. Auch das Forschungscluster B2 setzt sich mit Erzeugung und Nutzung von Synthesegasen auseinander und setzt für die Erzeugung des Synthesegases auf die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse. Es kommen Elektrolysemodule der Sunfire GmbH zum Einsatz. Der Forschungscluster B2 wird vom KIT (Institut für Mikroverfahrenstechnik) geleitet.

Auch hier sind also im Wesentlichen die in Tabelle 9 genannten Akteure aktiv.

Es wird ersichtlich, dass die deutschlandweiten F&E Aktivitäten wachsen und dass eine Handvoll Forschungseinrichtungen und Technologielieferanten in diesem Bereich sehr aktiv sind. Forschungsförderung spielt dabei bisher eine bedeutende Rolle für den technologischen Fortschritt.

6. Ableitung möglicher Entwicklungsziele (technisch und ökonomisch)

Primäre technologische Entwicklungsziele

Derzeit sinkt die Leistung der SOE/HTE-Systeme während des anspruchsvollen Betriebs (hohe Temperaturen, ~800°C) aufgrund von Materialproblemen, insbesondere bei höheren Stromdichten, erheblich ab (Kurzweil 2018):

- Die direkt auf den Elektrolyten aufgetragenen Elektroden lösen sich ab (Delamination) und werden durch die Migration von Legierungs-/Dotierungselementen zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten deaktiviert.
- Nickel von der Kathode diffundiert in den Elektrolyten. Zusätzlich aggregiert Nickel in der Kathode und reduziert so die Reaktionsoberfläche, was wiederum zu einem höheren Überpotential führt.
- Der Festelektrolyt verändert seine Kristallstruktur und verliert dadurch erheblich an Ionenleitfähigkeit.

Das Ausmaß der Degradation kann aus verschiedenen Quellen abgeleitet werden. (Kurzweil 2018) berichtet von einem Anstieg der Überspannung (und damit einer Abnahme des Wirkungsgrades) von 0,36V nach 9000 Betriebsstunden für eine anodengestützte Einzelzelle. Im Vergleich zu einer

praktischen Zersetzungsspannung von 1,2V würde dies einer 30%-igen Abnahme des Wirkungsgrades entsprechen. Sowohl (Schroeder et al. 2015) als auch (Fang et al. 2015) weisen auf eine Abnahme des Wirkungsgrades um 3-5% nach 1000 Betriebsstunden hin. In Abhängigkeit von den Betriebsparametern (Temperatur, Druck, etc.) berichten (Heddrich und Riedel 2018) von einer Degradationsrate für Sunfire-Zellen im Bereich von 0,7 bis 2,6 % bezogen auf die Zellspannung pro 1000 Betriebsstunden, mit einem beschleunigten Trend.

Die befragten Experten von Sunfire (Wolf et al. 2020) sind jedoch optimistisch, dass die Degradationsraten derzeit gegenüber dem Vorjahr deutlich reduziert sind und mittelfristig auf bis zu 0,3 %/1000 Stunden bezogen auf die Zellspannung sinken könnten.

Um den Wettbewerbsvorteil weiter auszubauen, muss der Wirkungsgrad des Systems weiter verbessert werden. Mittelfristig, so (Wolf et al. 2020), sollte es möglich sein, diesen von derzeit $\eta = 82 \%_{\text{LHV}}$ bis auf $\eta = 86\text{-}87 \%_{\text{LHV}}$ bezüglich der reinen H_2O -Elektrolyse zu erhalten. Für die Co-Elektrolyse von H_2O und CO_2 wird $\eta = 83 \%_{\text{LHV}}$ als machbar angesehen.

Die Hochskalierung wird von Experten nur teilweise als Problem gesehen. Im Fall von SOE/HTE erfolgt die Skalierung durch die Kombination von mehr Zellen in einem Stack und mehr Stacks in einem Modul, wobei die Zellabmessungen nicht verändert werden (was sich von AEL/PEM-Systemen unterscheidet, bei denen die Zellabmessungen ebenfalls Gegenstand von F&E sind). Während ein von Sunfire hergestelltes SOE/HTE-Modul heute eine Nennleistung von 150kW hat, wird ein Upscaling auf 1 MW-Module als unproblematisch angesehen. Smolinka (Smolinka und Lösch 2020) hingegen gibt zu bedenken, dass die Integration des elektrischen Stroms wie auch der Wärme- und Stoffströme über eine Kopplung einer großen Anzahl an Stacks eine Herausforderung sei und hohe Qualitätsanforderungen an die Vernetzung (piping) als auch die zugehörige Isolierung stellt.

Mögliche Entwicklung ökonomischer Indikatoren

In (Smolinka et al. 2018) wurden verschiedene Stakeholder nach möglichen Entwicklungspfaden für die CAPEX verschiedener Elektrolyseur-Technologien befragt. Tabelle 10 zeigt, dass sich die drei Pfade (progressiv/zentral/konservativ) sowohl für den Status quo als auch für die Entwicklungsperspektive stark unterscheiden. Wie zu erwarten ist, unterscheiden sich die Einschätzungen für SOE/HTE aufgrund mangelnder Marktpräsenz und daher Informationslage am stärksten. Die SOE-Technologie scheint jedoch auch das größte Kostenreduktionspotential durch technologische Weiterentwicklung zu bieten. Nach dieser Einschätzung würde diese bereits 2030 die niedrigsten CAPEX in allen drei Entwicklungspfaden haben. Letztlich handelt es sich jedoch um Expertenschätzungen, die mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Dennoch verdeutlicht dies das zumindest plausible erhebliche Entwicklungspotenzial der Technologie im Hinblick auf ihre Kostenkurve.

Tabelle 10: Einschätzung des Entwicklungspotenzials für CAPEX verschiedener Elektrolyseure, aus (Smolinka et al. 2018)

CAPEX in [€/kW]	Fragebögen			Parametrisierung		
<i>(Entwicklungspfad)</i>	2017	2030	2050	2017	2030	2050
PEMEL (progressiv)	1.390	490	210	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
Pemel (zentral)	1.470	810	510	1.460	810	510
PEMEL (konservativ)	1.540	1.120	800	1.540	1.090	770
AEL (progressiv)	620	410	250	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
AEL (zentral)	920	690	500	700	450	450
AEL (konservativ)	1.220	970	750	1.000	700	650
SOE/HTE (progressiv)	1.350	310	160	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
SOE/HTE (zentral)	2.300	460	280	1.410	800	550
SOE/HTE (konservativ)	3.250	610	400	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>

Das Experteninterview mit Sunfire bestätigt diesen optimistischen Ausblick für die SOE/HTE CAPEX im Relation zu den konkurrierenden Technologien, was sich wie folgt begründen lässt (Wolf et al. 2020):

- Die PEM-Elektrolyse ist aufgrund der Iridium- und Platinbeschichtung der Elektroden eine der teuersten Elektrolyse-Technologien im Hinblick auf die Materialkosten, was sich in absehbarer Zeit auch nicht ändern wird (Materialien zur Substitution dieser Edelmetalle bzw. der PEM sind noch nicht bekannt - lediglich die Reduzierung des Edelmetallverbrauchs ist derzeit Gegenstand von F&E). Andererseits sind die systemischen Kosten der PEM-Elektrolyse als relativ gering zu betrachten.
- Im Gegensatz hierzu weist die AEL relativ hohe Systemkosten auf. Unter anderem muss das Produkt gereinigt werden, aber auch die Herstellung und das Recycling des Elektrolyten erfordern einen erheblichen Aufwand.
- SOE-Elektrolyseure hingegen sind weder hinsichtlich der Materialien (keine Edelmetalle) noch hinsichtlich der Systeme (keine Flüssigkeiten, keine beweglichen Teile usw.) kostenintensiv. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass, sofern die Abwärme bzw. der Dampf nicht umsonst zur Verfügung steht (d.h. derzeit ungenutzt ist), dies zusätzlich mit Kosten von 2-3 Cent/kWh zu Buche schlagen könnte (Smolinka und Lösch 2020). Was die CAPEX derzeit vorantreibt, ist das frühe Entwicklungsstadium der Technologie, insbesondere in Anbetracht der noch fehlenden Automatisierung der Produktion. Daher ist zu erwarten, dass der Markteintritt und die Automatisierung der Produktion zu erheblichen positiven Kosteneffekten führen werden.

Abschätzung der Entwicklung der Herstellkosten von Wasserstoff

Mit Hilfe einer einfachen Modellrechnung werden im Folgenden mehrere Szenarien für die Entwicklung der Herstellkosten von grauem und grünem Wasserstoff miteinander verglichen. Dabei werden Strompreise, die Auslastung pro Jahr und Angaben zu den CAPEX (Tabelle 10) variiert, sowie

generell ein ambitionierter CO₂-Preisfad unterstellt. Szenario 1 unterstellt dabei einen für die Grundstoffindustrie typischen (niedrigen) Strompreis und wird weiter differenziert, um die Auswirkungen der verschiedenen CAPEX-Prognosen „progressiv“ (1.1), „zentral“ (1.2) und „konservativ“ (1.3) auf die Entwicklung der Kosten zu zeigen. Als Strompreis (37,7 €/MWh) liegt der gemittelte Börsenstrompreis des Day-Ahead Marktes von 2019 zu Grunde (Kern und Roon 2020). Die CO₂-Preise sind einheitlich auf 30 €/t (2020), 87 €/t (2030) und 200 €/t (2050) für alle Szenarien festgelegt und entsprechend einem zielerreichenden Preisfad (-95% THG-Emissionen, 1990-2050) entsprechend (Repenning et al. 2015). Die Produktionskosten für grauen Wasserstoff (1,5 €/kg H₂) wie auch die CO₂-Intensität ($10^{t_{CO_2}/t_{H_2}}$) stammen dabei aus (Bukold 2020).

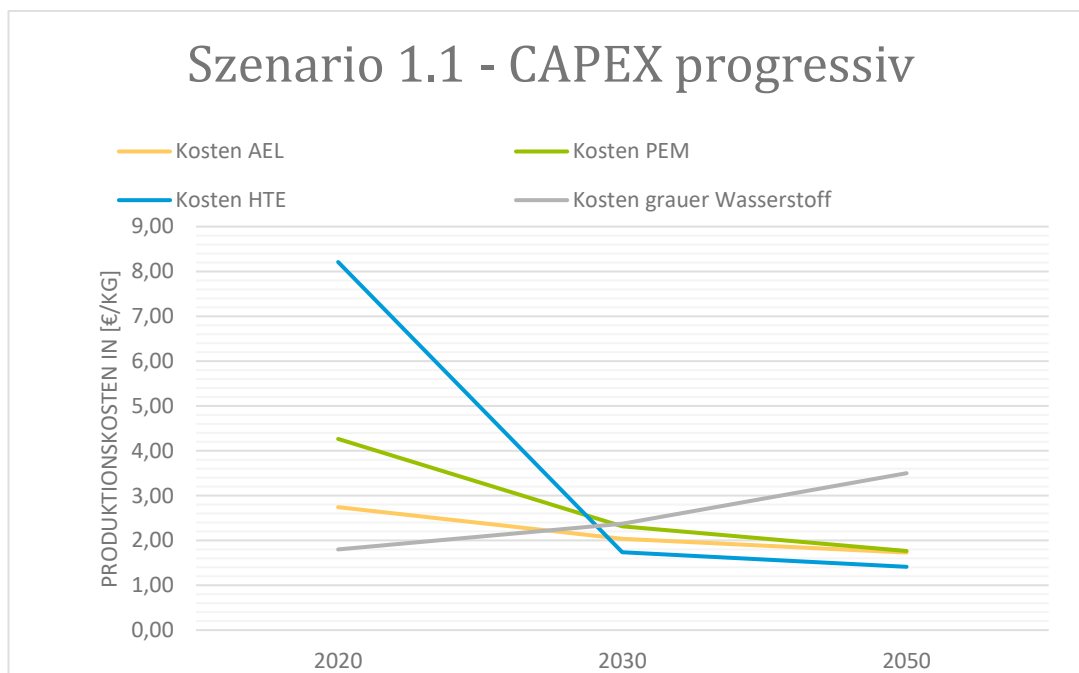


Abbildung 11: Sensitivität 1.1 „progressive CAPEX“

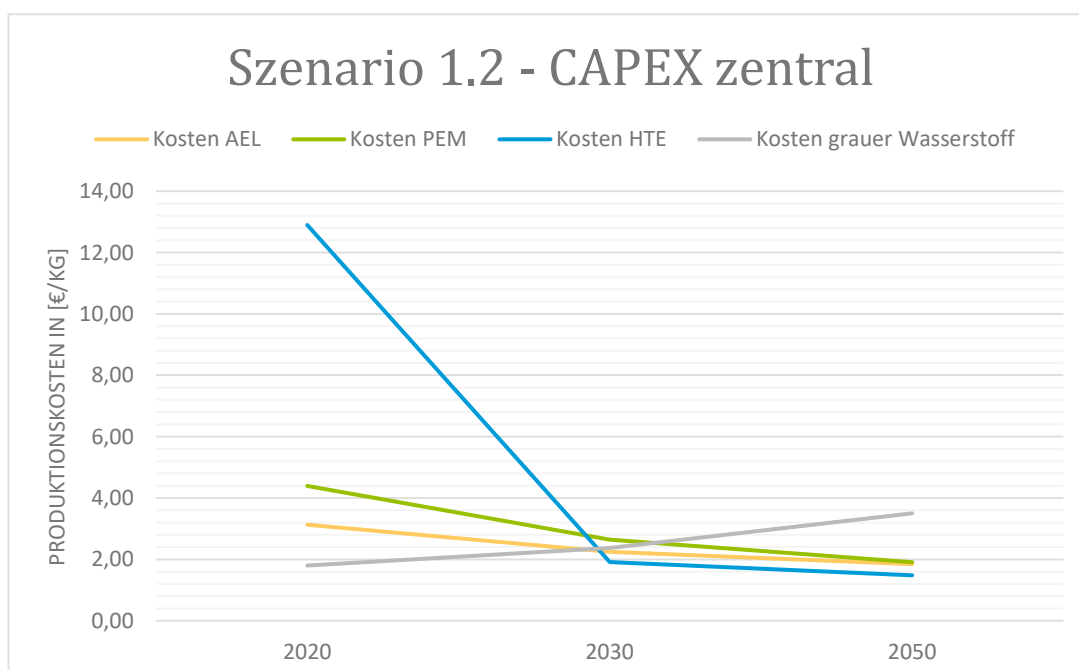


Abbildung 12: Sensitivität 1.2 "zentrale CAPEX"

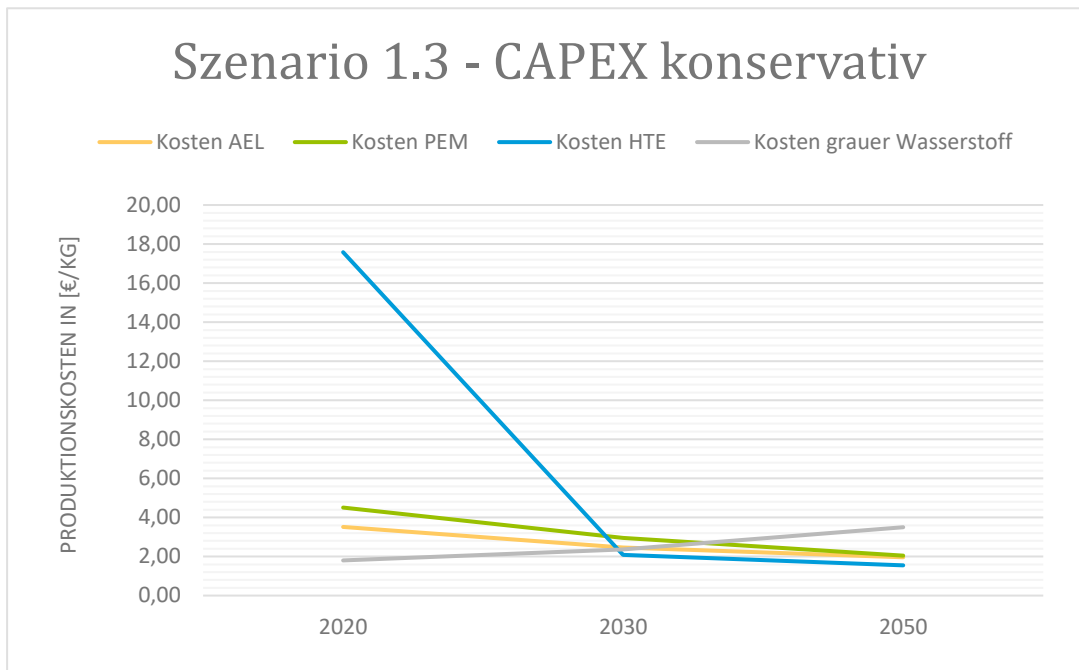


Abbildung 13: Sensitivität 1.3 "konservative CAPEX"

Ein Vergleich der Sensitivitäten zeigt, dass bei den gegebenen Annahmen grüner Wasserstoff im Zeitfenster von 2025 bis 2035 eine marktfähige Alternative zu grauem Wasserstoff darstellen kann. Die HTE ist dabei unter der Annahme, dass die Abwärme standortgegeben kostenlos vorliegen wird (bspw. Abgase aus dem EAF), bereits um 2030 die kostengünstigste Variante zur Erzeugung grünen Wasserstoffs, und dies unabhängig von der CAPEX-Sensitivität. Die Unterschiede zwischen den drei Technologien allerdings sind recht gering. Der starke Preisabfall bei der HTE lässt sich mit der angenommenen Lebensdauer sowie den unterstellten Volllaststunden erklären. Die Lebensdauer beträgt in 2020 bei 3500 h/a angenommenen Volllaststunden (optimistische) 2,5 Jahre, 2030 bei 4500 h/a Volllaststunden bereits 8 Jahre und 10 Jahre bei 7000 h/a Volllaststunden in 2050. Dies unterstellt, dass die oben beschriebenen technologischen Entwicklungsziele bis 2030 erreicht werden. Dabei gelten die angenommenen Volllaststunden jeweils für alle Technologien, während sich die Lebensdauern der Technologien unterscheiden. Für AEL wurden für 2020 12 Jahre angenommen, für 2030 und 2050 jeweils 15 Jahre. Für PEM sind 10 Jahre in 2020, 12 Jahre in 2030 und 15 Jahre in 2050 die Berechnungsgrundlage.

Szenario 2 liegen die zentralen CAPEX-Prognosen zugrunde, variiert wird hier stattdessen der Strompreis. Statt dem Börsenstrompreis dient der durchschnittliche Industriestrompreis 2019 (95 €/MWh) als Berechnungsbasis (bdew 2019). Dieses Szenario zeigt die große Abhängigkeit der Gestehungskosten grünen Wasserstoffs vom jeweiligen Strompreis. Eine Konkurrenzsituation zwischen grünem und grauem Wasserstoff entsteht dabei, trotz des ambitionierten CO₂-Preises, erst in den späten 40er Jahren des 21. Jahrhunderts.

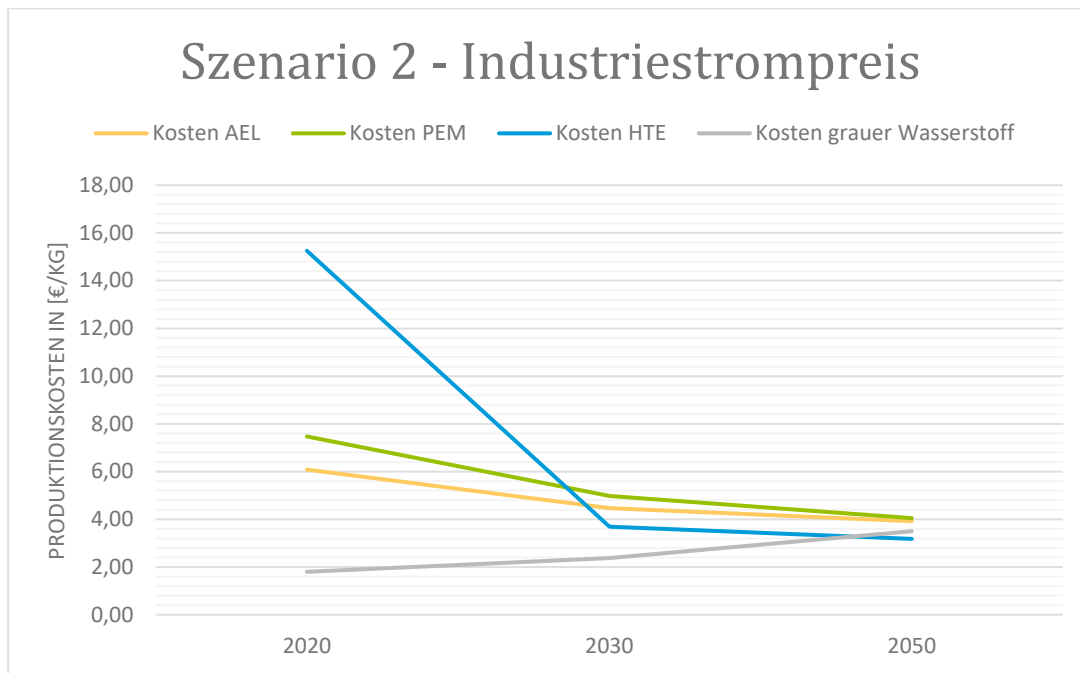


Abbildung 14: Szenario 2 „Industriestrompreis“ (durchschnittlicher Industriestrompreis, 95€/MWh)

Szenario 3 hingegen liegt eine andere Annahme zugrunde. Hier wird davon ausgegangen, dass Elektrolyseure nur bei einer Überlastung des Stromnetzes aufgrund zu hoher lokaler Einspeisung von erneuerbaren Energien betrieben werden (sogenannter Überschussstrom). Die Lebensdauern der Technologien bleiben dabei identisch, während die Volllaststunden auf 1500 h/a in 2020, 2500 h/a in 2030 und 3500 h/a in 2050 sinken. Gleichzeitig wird der Strompreis mit 20 €/MWh angenommen.

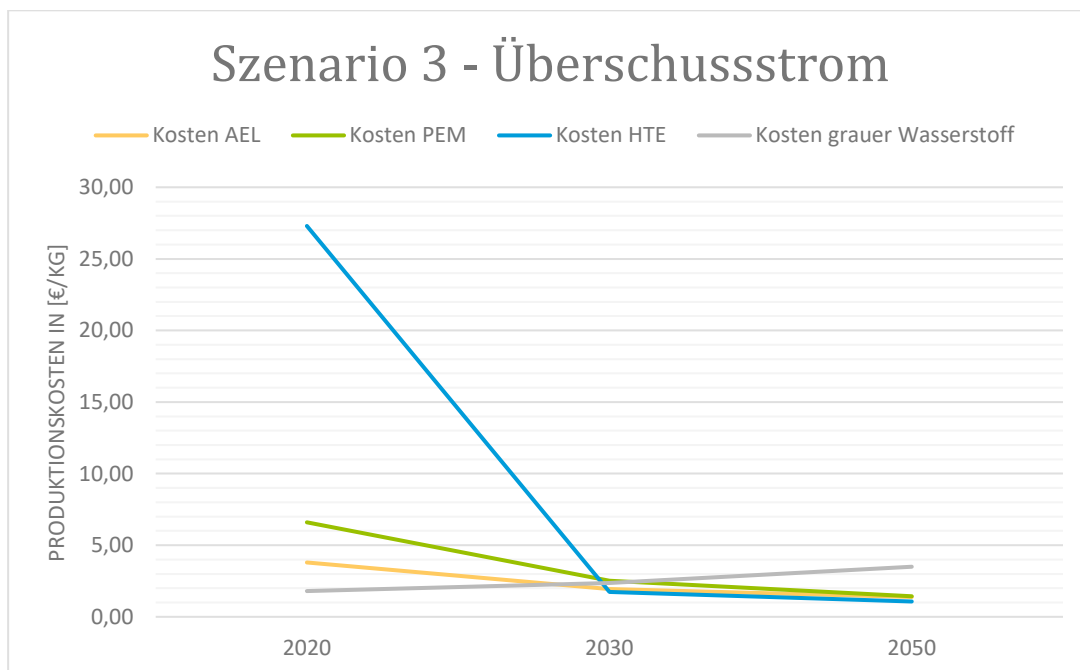


Abbildung 15: Szenario 3 „Nutzung von Überschussstrom“ (angenommener Strompreis 20€/MWh)

Auch bei diesem Szenario stellt sich ein Wettbewerb zwischen fossilem und nachhaltig erzeugtem Wasserstoff bei den gegebenen Annahmen bereits 2030 ein. Erwähnenswert ist die stärkere Gewichtung der CAPEX wegen der geringeren Volllaststunden.

Diese Überlegungen zeigen, dass für eine Wettbewerbsfähigkeit „grünen“ Wasserstoffs ab. ca. 2030 sowohl ein relevantes CO₂-Preissignal als auch relativ niedrige Strompreise (20-40€/MWh) erforderlich sind. Um hinsichtlich der möglichen Wettbewerbsfähigkeit mit den beiden anderen Technologien gleichzuziehen, ist für die HTE darüber hinaus die weitere Technologieentwicklung bis 2030 entscheidend.

7. Identifikation von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen

Technologische Engpässe

Technologische Hemmnisse für den Markteintritt sind bisher, wie in Kapitel vier und sechs beschrieben, die Delamination, Überpotenziale resultierend beispielsweise aus Nickeldiffusion, Fehler in der Kristallstruktur und die aus diesen Gründen resultierende Degradation. Insgesamt stellen die hohen Betriebstemperaturen große Anforderungen an die Langzeitstabilität. Weiterhin kann, wie in Kapitel sechs erläutert, die Kopplung von Stacks (und damit auch die Automatisierung im Hinblick auf die Skalierung der Produktion) mit ingenieurstechnischen Schwierigkeiten verbunden sein.

Ökonomische Engpässe

Die Hochtemperaturelektrolyse steht von mehreren Seiten unter Druck. So steht die Technologie in direkter Konkurrenz mit AEL/PEM Elektrolyseuren. Die charakterisierenden Vorteile der HTE (Einkopplung thermischer Energie über industrielle Abwärme) können auch als Limitierung des Marktpotenzials verstanden werden. Die Wärmeenergie, die einen Teil des benötigten Stroms substituiert, fällt meist prozessbedingt in großen Industrieanlagen an, wodurch diese Technologie sich insbesondere für eine dezentrale Wasserstofferzeugung anbietet. Allerdings könnte die Existenz dieser spezifischen Marktnische auch einen Markteintritt befördern (Smolinka 2020; Kroop et al. 2020).

Derzeit sind, wie in Kapitel 6 dargestellt, die CAPEX der HTE noch signifikant höher als bei AEL/PEM. Schafft es die HTE jedoch ihre Degradationsproblematik zu lösen sowie Skaleneffekte durch Massenproduktion voll auszuschöpfen, wird sie möglicherweise ihren Konkurrenztechnologien ökonomisch überlegen sein. Eine relevante Nutzung von blauem Wasserstoff als Übergangstechnologie in Deutschland könnte den Markteintritt für Elektrolyseure im insgesamt erschweren (Bukold 2020). Diese Einschätzung teilen auch alle befragten Experten (Smolinka 2020; Wolf et al. 2020; Kroop et al. 2020). Erst eine Wettbewerbsfähigkeit bei den Herstellkosten könnte zu einem breiten Durchbruch für Elektrolyseure führen – die allerdings durch ggf. etablierte „blaue Infrastruktur“, erschwert und verzögert werden könnte. Sind relevante Investitionen in Erzeugungs- und Verteilstrukturen für blauen Wasserstoff (und das hierbei entstehende CO₂) getätigt, erschwert das gebundene Kapital einen Ersatz dieser Strukturen vor Ablauf der ökonomischen Lebensdauer, und somit den Markteintritt grünen Wasserstoffs.

Darüber hinaus ist für ein Upscaling der Produktionskapazitäten für die HTE auch erhebliches Investitionskapital, letztlich Risikokapital, durch private Kapitalgeber erforderlich. Entscheidend

könnten hier Ankerinvestoren sein (Smolinka 2020) die bereit sind, bei spezialisierten Herstellerunternehmen mit erheblichen Finanzmitteln in Vorleistung zu gehen.

Markthemmnisse

Der derzeitige Markt für Wasserstoff befindet sich sowohl auf Angebotsseite als auch auf Nachfrageseite seit einigen Jahren auf einem konstanten Niveau und wird überwiegend von grauem Wasserstoff bedient. Dies zeigt, dass Wasserstoff als Rohstoff zwar bereits in die Industriewirtschaft integriert ist (insbesondere in der Mineralölverarbeitung und der Grundstoffchemie), als Energieträger zurzeit aber kaum eine Rolle spielt. Mehrere Gründe sind dafür verantwortlich. Zum einen sind fossile Energieträger nach reinen Marktkosten, betrachtet also ohne die Folgekosten ihrer Treibhausgasemissionen, sehr günstig. Zusätzlich hängt der Preis sehr stark von den, noch relativ hohen, Stromkosten ab, welche die Produktionskosten dominieren. Erst ab einem gewissen Strompreis (~40€/MWh und darunter) sowie einem relevanten CO₂-Preissignal ist eine wirtschaftliche Konkurrenz zu fossilem Wasserstoff gegeben. Weitere Kostenfaktoren sind die noch nicht ausgereizten Skalenfaktoren bei der Herstellung von Elektrolyseuren, die noch in Planung befindliche Wasserstoffinfrastruktur (inklusive Import), wie auch Fragestellungen bezüglich der Wasserstoffbereitstellung (Verdichten bzw. Verflüssigen). Die spezifischen technologischen Alleinstellungsmerkmale der HTE sprechen dafür, dass diese zuerst einen Markteintritt in der Chemie/Raffinerie- und Stahlbranche finden wird. Dies bringt den Vorteil einer frühzeitigen Marktpositionierung mit sich, allerdings auch potenzielle Abhängigkeiten.

Darüber hinaus ist die Marktsituation dieser potenziellen Abnehmerbranchen zu berücksichtigen. So ist die Stahlbranche als möglicher Erstkunde und Wegbereiter für eine großskalige Produktion in den letzten Jahren mit einer erheblichen Verschärfung des preislichen Wettbewerbs (ausgelöst durch Überkapazitäten insbesondere in China, Handelskonflikte) konfrontiert, was sich erwartbar sehr negativ auf die Investitionsneigung der Stahlunternehmen auswirkt.

8. Empfehlungen und mögliche Policy-Maßnahmen

Einschätzungen und Empfehlungen zur deutschen Forschungsförderpolitik

Die Analyse hat gezeigt, dass deutlich zunehmende F&E-Aktivitäten bei SOE/HTE Themenstellungen zu beobachten sind. Nationale Forschungsfördermittel sind vorhanden und werden auch angenommen, wie beispielsweise aus Tabelle 9 und Abbildung 10 abzulesen ist. Es hat sich auch gezeigt, dass die Technologie bereit ist, den Labormaßstab zu verlassen und das Testen des Betriebsverhaltens in industriellen Maßstab nun mehr und mehr Priorität erlangt. Die Zellmaterialien bleiben jedoch weiterhin Gegenstand notwendiger Optimierung und daher auch weiterhin Gegenstand von F&E-Fördermaßnahmen.

Hieraus leiten sich auch die Bedarfe der Innovatoren an die staatlichen Förderinstrumente ab. So wurde beispielsweise, bei einer grundsätzlich sehr hohen Anerkennung des Nutzens der deutschen Forschungsförderung, von den befragten Experten (Wolf et al. 2020) betont, dass die Forschungsförderung in Deutschland stärker das Testen des Betriebsverhaltens von Anlagen in industriellem Maßstab in den Blick nehmen sollte. Derzeit sehen sich die Forschungsnehmer bei Projekten der nationalen Forschungsförderung teilweise gezwungen, Anlagendimensionierungen ausgehend von den vorhandenen Standardkomponenten herunter zu skalieren, um den Projektbudgets entsprechen zu können. Der Pilotbetrieb solcher verkleinerter Anlagen lässt allerdings nur bedingt Rückschlüsse auf das Betriebsverhalten der eigentlich notwendigen Anlagen

im industriellen Maßstab zu. Hier scheint ein Bedarf nach verstärkter Förderung von Demonstrationsprojekten in nationalen Programmen im Industriemaßstab, für SOE/HTE-Systeme würde das bedeuten mindestens im Bereich einer Systemnennleistung von 1 MW mit mehrjährigem Betrieb, vorhanden zu sein. Dementsprechend wird empfohlen, die Budgetierung von Projekten zu prüfen und ggf. anzupassen, sodass Demonstrationsanlagen im Industriemaßstab umgesetzt werden können. Die Hochskalierung ist laut (Smolinka 2020) v.a. auch in Bezug auf eine automatisierte Fertigung und den damit verbundenen großen Kosteneinsparungen relevant.

Ein weiterer Punkt in diesem Zusammenhang ist eine verstärkte Förderung für dezidierte SOE/HTE-Systemkomponenten, wie beispielsweise auf Wasserstoff ausgelegte Kompressoren.

Einschätzungen und Empfehlungen zum energie- und klimapolitischen Gesamtrahmen

Für den Markteintritt neuer Technologien ist Planungs- und Investitionssicherheit im Hinblick auf die verschiedenen Leistungserbringer in der Wertschöpfungskette unverzichtbar. Dafür benötigt grüner Wasserstoff als Energieträger zuerst ein Marktmodell und muss in die Energiewirtschaft integriert werden (Smolinka 2020). Weiterhin sind die Systemanbieter von SOE/HTE-Systemen auf einen verlässlichen und zeitlich absehbar skalierenden Absatzmarkt angewiesen. Wie geschildert können hier insbesondere die Eisen- und Stahlhersteller als auch die Chemieindustrie als Eintrittsmärkte auf Abnehmerseite fungieren. Diese Einschätzung wird sowohl von Vertretern der Systemhersteller, der Abnehmer (Stahlindustrie), als auch der Forschungsseite geteilt (Wolf et al. 2020; Kroop et al. 2020; Smolinka 2020). Auch sind die Lieferanten der Systemhersteller wiederum darauf angewiesen, Sicherheit über den potenziellen Absatzmarkt zu gewinnen, sonst wird nicht investiert. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass durch eine mögliche Förderung großer Demonstrationsanlagen zur Primärstahlherstellung über die Direktreduktionsroute mit SOE/HTE-Systeme auch deren Markteinführung beispielsweise in der Chemieindustrie deutlich beschleunigt werden könnte.

Um dieses typische „Henne-Ei-Problem“ aufzulösen, braucht es letztlich die Politik als entscheidenden Akteur, der durch klare Entscheidungen (Formulierung von konkreten Strategien, Roadmaps, und Markteinführungsinstrumenten) eine Erwartungshaltung hinsichtlich der Marktentwicklung auslöst. Alle befragten Experten betonen ausdrücklich die besondere Rolle der Politik in diesem Kontext (Wolf et al. 2020; Kroop et al. 2020; Smolinka 2020).

Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung bietet nun erstmalig und gebündelt eine Reihe von strategischen Ansätzen und Maßnahmen, die bei entsprechender Konkretisierung und Ausgestaltung erheblich zu der angesprochen Erwartungshaltung zur Marktentwicklung beitragen könnten. In Tabelle 11 sind ausgewählte Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie dargestellt und um eine erste qualitative Bewertung hinsichtlich ihrer Auswirkung auf die Nutzung von grünem Wasserstoff im allgemeinen und speziell auf die potenzielle Nutzung von HTE dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Politik ihren Fokus darauf legt, Elektrolyseure über verschiedene Maßnahmen in den Markt zu bringen und dass die Industrie als Nachfragesektor (gemeinsam mit dem Verkehrssektor) hierbei im Fokus steht. Dabei sollen Elektrolysekapazitäten in einem Umfang von mindestens 5 GW bis 2030 installiert werden. Allerdings differenziert die NWS kaum zwischen den einzelnen Elektrolysetechnologien, weshalb die HTE aufgrund ihrer geringeren technologischen Reife ins Hintertreffen geraten könnte.

Die Bewertungsskala der folgenden ersten qualitativen Bewertung der betrachteten Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie im Hinblick auf die Markteinführung von Elektrolyseuren reicht von – (negativ) bis ++ (sehr positiv).

Tabelle 11: Erste Einschätzung ausgewählter Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie im Hinblick auf grünen Wasserstoff und HTE im Speziellen

Maßnahme (Nummer wie in NWS)	Maßnahmenbezeichnung	Nutzung grüner Wasserstoff	Nutzung HTE	Anmerkung
1	CO ₂ -Bepreisung	+	0/+	
2	Kooperation Elektrolyseure mit Strom- & Gasnetzanbietern	+	0	HTE wird eher als dezentrale Technologie gesehen
3	Förderung Elektrolyseure	+	0/+	
4	Offshorewindparks (mit P2X Kopplung)	+	0	Co-Elektrolyse +, Standort -
7	Strombasierte Kraftstoffe	0/+	+	Vorteil durch mögliche Co- Elektrolyse
14	Dekarbonisierung Industrie / CO ₂ -Vermeidung in Grundstoffindustrien	0/+	+	Standortvorteil durch Prozessabwärme
15	Kurzfristige Projekt-CfDs / Klimaschutzverträge	++	0	
17	Branchenspezifische Dekarbonisierung	+	Chemie + Stahl + Logistik 0 Luftfahrt 0/+	Chemie & Stahl: Prozessabwärme. Luftfahrt: Co- Elektrolyse
25	Forschungsoffensive „Wasserstofftechnologien 2030“ – bspw. Reallabore	+	+	Scale Up als wichtiger Faktor für Kostenreduktion

(Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020)

Im Hinblick auf die nun möglicherweise bevorstehende umfassende staatliche Förderung der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland sind reine Ausschreibungsmodelle zum Kapazitätsaufbau im Hinblick auf eine Innovationsförderung kritisch zu sehen. Hier besteht die Gefahr eines First-Mover-Disadvantage auf Seiten der investierenden Unternehmen (Abnehmer der Elektrolysesysteme, z.B. Stahlhersteller), soweit für diese SOE/HTE-Systeme technologisch in Frage kommen. Bei einer absehbar steilen technologischen Lernkurve droht im Hinblick auf innovative Technologien wie SOE/HTE mit erheblichem Entwicklungspotenzial möglicherweise eine abwartende Haltung, was zu einer Verzögerung des Markteintritts führen könnte. Ein rein mengen- oder kapazitätsorientierter

Fördermechanismus zum schnellen Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland könnte dazu führen, dass nur AEL und PEM-Systeme in erheblichen Größenordnungen gebaut werden, da diese heute technologisch reifer sind als SOE/HTE. Daher bräuchte es innerhalb eines Fördermechanismus zum Aufbau von Elektrolysekapazitäten ggf. eine Technologieförderkomponente. Diese Komponente könnte den First-Mover-Disadvantage beispielsweise ausgleichen, indem der Einsatz von Technologie, die den derzeitigen Stand abbildet, trotz höherem CAPEX, finanziell gefördert wird. Andererseits können bestimmte Industrieproduktionen, wie die Stahlindustrie, auch schrittweise ihre Produktionssysteme umstellen (siehe z.B. SALCOS), sodass sich der Nachfrageimpuls nach Elektrolysekapazitäten über einen längeren Zeitraum erstreckt, und somit auch HTE-Systeme zum Zuge kommen könnten (sofern Konkurrenzfähig, siehe Kapitel 6).

9. Gesamtfazit

Insgesamt betrachtet stellen SO/HT-Elektrolyseure eine vielversprechende Technologie für eine energieeffiziente Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie dar und könnten ein wichtiges Standbein für eine kommende Wasserstoffwirtschaft sein. Dies liegt an ihren spezifischen technologischen Eigenschaften, die sie von allen anderen Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff unterscheidet: die Möglichkeit, elektrischen Strom zum Teil mit Abwärme substituieren zu können und somit die operativen Kosten im Vergleich zu Konkurrenztechnologien in Zukunft potentiell geringer zu halten, als auch die Produktion von Synthesegas mittels Co-Elektrolyse und/oder CAWE. Im direkten Vergleich der reinen Wasserstofferzeugung könnten SOE/HTE-Systeme bei Überwindung der technologischen und ökonomischen Hemmnisse grünen Wasserstoff mit einem um ca. 20-25% geringeren spezifischen Stromeinsatz produzieren als AEL- oder PEM-Systeme.

Die Analyse von geförderten F&E-Projekten einerseits, als auch die durchgeführten Patent- und Publikationsanalysen weisen auf ein stark gestiegenes Interesse bei verschiedenen Akteursgruppen an dieser Technologie in den letzten Jahren hin.

Allerdings ist die SOE/HTE technologisch noch nicht ausgereift. Sowohl die Materialforschung als auch der Scale-Up müssen vorangebracht werden. Die Langzeitstabilität im industriellen Einsatz, möglichst geringe Degradation und hohe Wirkungsgrade als auch eine möglichst weitgehende Automatisierung sind zentrale Aspekte für die Markterschließung. Politische Entscheidungen für einen kommenden Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollten diese Punkte berücksichtigen, um eine Technologie mit derart hohem Potenzial nicht zu übergehen.

Literaturverzeichnis

Air Products (n.d.): Schutzgasatmosphären für die verarbeitende Metallindustrie. tell me more. Online verfügbar unter <http://www.airproducts.de/~media/downloads/brochure/S/de-DE-solutions-for-metals-processing-capabilities-brochure.pdf?la=de-DE>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

bdew (2019): Strompreis für die Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-die-industrie/>, zuletzt geprüft am 20.07.2020.

Bukold, Steffen (2020): Kurzstudie: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Greenpeace Energy. Online verfügbar unter <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>, zuletzt geprüft am 06.07.2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Schlüsselement der Energiewende. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16, zuletzt geprüft am 06.07.2020.

Carlsson, Bo; Holmér, Magnus; Jacobsson, Staffan; Rickne, Annika (2002): Innovation Systems: Analytical And Methodological Issues. In: *Research Policy* 2002 (31), S. 233–245.

DECHEMA (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Hg. v. Gesellschaft für chemische Technik und Biotechnologie. DECHEMA.

Enargus (2020): Online Database. Online verfügbar unter <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi?op=enargus.eps2>.

Eurochlor (2020): Chlor Production by Euro Chlor members. Eurochlor. Online verfügbar unter <https://www.eurochlor.org/production/>, zuletzt geprüft am 19.03.2020.

Fang, Q.; Blum, L.; Menzler, N. H. (2015): Performance and Degradation of Solid Oxide Electrolysis Cells in Stack. In: *Journal of The Electrochemical Society* (162), S. 907–912.

Fraile, Daniel; Lanoix, Jean-Christophe; Maio, Patrick; Rangel, Azalea; Torres, Angelica (2015): Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas.

Heddrich, Marc P.; Riedel, M. (2018): Druckaufgeladene Hochtemperaturelektrolyse (DruHEly). Institut für Technische Thermodynamik, DRL Stuttgart. Stuttgart.

Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Öko-Institut e.V. Berlin.

H-Tec Systems (n.d.): H-Tec Series-ME: ME 100/350. H-Tec Systems. Online verfügbar unter <https://www.h-tec.com/produkte/me-100350/>, zuletzt geprüft am 08.04.2020.

Hydrogen Council (2017): Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council. Online verfügbar unter <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

iGas energy (n.d.): Green Electrolyzer. iGas energy. Online verfügbar unter https://igas-energy.de/fileadmin/individual/igas-energy-de/editor/Broschueren/iGas_green_Elektrolyzer_D__170420.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2020.

Jochem, Eberhard; Bradke, Harald; Marscheider-Weidemann, Frank; Som, Oliver; Mannsbard, Wilhelm; Cremer, Clemens et al. (2009): Improving the Efficiency of R&D and the Market Diffusion of Energy Technologies. Heiderlberg: Physica-Verlag.

Kern, Timo; Roon, Serafin von (2020): Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2019 - Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen (Preisspreads). Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Online verfügbar unter <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/932-die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads>, zuletzt geprüft am 20.07.2020.

Kopernikus Projekt (2018): P2X-Roadmap. Das Kopernikus-Projekt P2X erforscht, wie erneuerbare Energie flexibel genutzt und gespeichert werden kann. BMBF. Online verfügbar unter https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles?news=P2X_Roadmap_veroeffentlicht, zuletzt geprüft am 08.04.2020.

Kroop, Simon; Lösch, Oliver; SZMF (2020): Salzgitter Mannesmann Forschung Expert Discussion 2020. Salzgitter Mannesmann Forschung; Irees.

Kurzweil, Peter (2018): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen. Unter Mitarbeit von Otto K. Dietlmeier. 2. Auflage. Heiderlberg: Springer.

Lösch, Oliver; Ashley-Belbin Natalja; Zesch, Gregor (2020): Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff. Untersuchung im Rahmen des BMWi-geförderten Projekts EE4InG. Online verfügbar unter: <https://irees.de/publikationen/>

Lösch, Oliver; Jochem, Eberhard; Ashley-Belbin Natalja (2019): Trends und Einflussfaktoren für die energie- und emissionsbezogene Innovationsfähigkeit der Eisen- und Stahlherstellung. Untersuchung im Rahmen des BMWi-geförderten Projekts EE4InG. Online verfügbar unter: <https://irees.de/publikationen/>

Machhammer, Otto; Bode, Andreas; Hormuth, Wolfgang (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale. In: *Chemie Ingenieur Technik* (87).

Mainzer Netze (2016): Wasserstoff-Vorzeigeprojekt läuft erfolgreich. Partner Stadtwerke Mainz, Linde, Siemens und Hochschule RheinMain ziehen positive Zwischenbilanz zum Energiepark Mainz. Online verfügbar unter: <https://www.mainzer-netze.de/unternehmen/medien/pressemeldungen/pressemeldung/wasserstoff-vorzeigeprojekt-laeuft-erfolgreich/>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

McPhy (n.d.a): Electrolyzers for continuous and automated hydrogen production, at a large scale. McPhy. Online verfügbar unter <https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/large-capacity/?cn-reloaded=1>, zuletzt geprüft am 08.04.2020.

McPhy (n.d.b): Our answer: clean factory revolution.

Meng, Ni; K.H. Leung, Michael; Y.C. Leung, Dennis (2008): Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC). In: *International Journal of Hydrogen Energy* (33), S. 2337–2354.

Mingyi, Lio; Bo, Yu; Jingming, Xu; Jing, Chen (2007): Thermodynamic analysis of the efficiency of high-temperature steam electrolysis system for hydrogen production. In: *Journal of Power Sources* 2008 (177), S. 493–499.

NDR (19.12.2019): Wie "grüner" Wasserstoff der Chemie-Industrie hilft. Online verfügbar unter <https://www.ndr.de/nachrichten/info/Wie-gruener-Wasserstoff-der-Chemieindustrie-hilft,wasserstoff212.html>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

Nel Hydrogen (n.d.): Atmospheric Alkaline Electrolyser. Online verfügbar unter <https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/large-capacity/?cn-reloaded=1>, zuletzt geprüft am 08.04.2020.

NOW Studie (2016): Ergebnisbericht. Studie Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; SIGNON Deutschland GmbH; TÜV SÜD Rail GmbH; Becker Büttner Held; IFOK GmbH.

Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blank, Ruth; Böttcher, Hannes; Dehoust, Günter; Förster, Hannah et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 20.07.2020.

Schenuit, Carolin; Heuke; Reemt; Paschke, Jan (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena. Berlin.

Schroeder, Michael; The, De-Niang; Grieshammer, Steffen (2015): Abschlussbericht des Forschungsvorhabens HORIZONT (Hochtemperatur-Wasserelektrolyse: Identifizierung, Interpretation und Reduzierung der Zelldegradation). Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.

Shell (2018): WELTGRÖSSTE WASSERSTOFF- ELEKTROLYSE ENTSTEHT IN DER RHEINLAND RAFFINERIE. Shell. Online verfügbar unter <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2018/weltweit-groeste-wasserstoff-elektrolyse-anlage-rheinland.html>, zuletzt aktualisiert am 19.03.2020.

Smolinka, Tom; Lösch, Oliver (2020): Experteninterview. Irees.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas (2018): Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW GmbH. Berlin.

Sørensen, Bent (2017): Energy transmission and storage. In: *Renewable Energy* 2017 (5), S. 569–646. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128045671000050>, zuletzt geprüft am 06.07.2020.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2003-2019): Statistisches Jahrbuch. Deutschland und Internationales. Zwickau: Westermann Druck Zwickau GmbH. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Jahrbuch/statistisches-jahrbuch-2019-dl.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

Stempien, Jan Pawel; Ding, Ovi Lian; Sun, Qiang; Chan, Siew Hwa (2012): Energy and exergy analysis of Solid Oxide Electrolyser Cell (SOEC) working as a CO₂ mitigation device. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (37), S. 14518–14527.

Strategieplattform Power to Gas (n.d.): Audi e-gas Projekt. Online verfügbar unter <https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.

Strohbach, Thomas; Surrey, Alexander; Geipel, Christian; Herbrig, Kai; Pötschke, Martin; Reichel, Ludwig et al. (2018): FOSUS Abschlussbericht.

- Sunfire (n.d.a): Preisgünstige Gewinnung von Wasserstoff. Hg. v. Sunfire. Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/de/produkte-und-technologie/sunfire-hylink>, zuletzt geprüft am 19.03.2020.
- Sunfire (n.d.b): WASSERSTOFF FÜR WALZWERKE. GRINHY - GRÜNER WASSERSTOFF FÜR DIE INDUSTRIE. Sunfire. Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/de/grinhy>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- SZMF (2019): Report on the CO₂ emission mitigation potential. Life Cycle Assessment of hydrogen from a high temperature electrolyzer and its CO₂ avoidance potential at an integrated iron-and-steel works. Salzgitter Mannesmann Forschung.
- Szymczewska, D.; Karczewski, J.; Chrzan, A.; Jasinski, P. (2016): CGO as a barrier layer between LSCF electrodes and YSZ electrolyte fabricated by spray pyrolysis for solid oxide fuel cells. In: *Solid State Ionics* (302), S. 113–117.
- ThyssenKrupp (n.d.): Advanced alkaline water electrolysis. Unter Mitarbeit von Andrei Zschoke und Tristan Kretschmer. ThyssenKrupp. Online verfügbar unter <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/alkaline-water-electrolysis>, zuletzt geprüft am 08.04.2020.
- Voestalpine (2019): H₂FUTURE: Weltweit größte „grüne“ Wasserstoffpilotanlage erfolgreich in Betrieb gegangen. Online verfügbar unter <https://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2019-11-11-h2future-weltweit-groesste-gruene-wasserstoffpilotanlage-erfolgreich-in-betrieb-gegangen/>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- Vogl, Valentin; Åhman, Max; Nilsson, Lars J. (2018): Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. In: *Journal of Cleaner Production* (203), S. 736–745.
- Wang, Wensheng; Gorte, Raymond J.; Vohs, John M. (2008): Analysis of the Performance of the Electrodes in a Natural Gas Assisted Steam Electrolysis Cell. University of Pennsylvania. Online verfügbar unter http://repository.upenn.edu/cbe_papers/106, zuletzt geprüft am 23.03.2020.
- Wang, Yao; Liu, Tong; Fang, Shuming; Xiao, Guoliang; Wang, Huanting; Chen, Fanglin (2014): A novel clean and effective syngas production system based on partial oxidation of methane assisted solid oxide co-electrolysis process. In: *Journal of Power Sources* 2015 (277), S. 261–267.
- Wang, Yao; Liu, Tong; Lei, Libin; Chen, Fanglin (2016): Methane assisted solid oxide co-electrolysis process for syngas production. In: *Journal of Power Sources* 2017 (344), S. 119–127.
- Wikipedia (n.d.): Liste von Chloralkali-Elektrolyseanlagen. Unter Mitarbeit von Kopiersperre, InternetArchiveBot, Hydro, 78.35.97.51, Trustable, Wheeke und Masegand. Wikipedia. Online verfügbar unter https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Chloralkali-Elektrolyseanlagen, zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- Wintershall Dea (n.d.): Wasserstoff aus Erdgas ohne CO₂-Emissionen: Wintershall Dea und KIT starten Kooperationsprojekt. Wintershall Dea. Online verfügbar unter <https://wintershalldea.com/de/newsroom/wasserstoff-aus-erdgas-ohne-co2-emissionen-wintershall-dea-und-kit-starten-kooperationsprojekt>, zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- Wolf, Hergen Thore; Hauptmeier, Karl; Lösch, Oliver (2020): Sunfire Experten Interview 2020. Sunfire; Irees.
- Wu, Yiyang; Shi, Yixiang; Luo, Yu; Cai, Ningsheng (2016): Elementary reaction modeling and experimental characterization of solid oxide direct carbon-assisted steam electrolysis cells. In: *Solid State Ionics* 2016 (295), S. 78–89.