Studie IndWEDe

Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme

NOW-GMBH.DE

Studie IndWEDe

Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme

AUFTRAGGEBER:

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI),
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

BETREUT DURCH:

Projektträger Jülich – Brennstoffzelle und Wasserstoff (ESN 5)
Forschungszentrum Jülich GmbH, Zimmerstraße 26–27, 10969 Berlin

KOORDINATION:

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie –
NOW GmbH, Fasanenstraße 5, 10623 Berlin

AUTOREN

Tom Smolinka, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, Andreas Palzer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg – Deutschland

Franz Lehner, Malte Jansen
E4tech Sàrl / Lausanne – Schweiz

Steffen Kiemel, Robert Miehe, Sylvia Wahren, Fabian Zimmermann
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA /
Stuttgart – Deutschland

Berlin, 2018

Kurzzusammenfassung

Studienziel

Die Wasserelektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff wird im Rahmen der Energiewende bzw. zur Erreichung der Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland als Bindeglied zwischen erneuerbarem Strom, anderen Energieträgern und Grundstoffen benötigt. Alleine für Deutschland wird bis zum Jahr 2050 ein erheblicher Ausbau an installierter Elektrolysekapazität im zweistelligen Gigawattbereich erwartet. Jedoch werden heutige Anlagen meistens unter Manufakturbedingungen und in Kleinserie hergestellt. Die zentralen Fragen dieser durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur beauftragten Studie waren daher, wie sichergestellt werden kann, dass die Wasserelektrolyse zukünftig als leistungsfähige Technologie verfügbar sein wird, und welche Herausforderungen beim Aufbau einer Gigawatt-Elektrolyseindustrie in Deutschland bestehen.

Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse

Bereits heute befinden sich die alkalische aber auch zu weiten Teilen die PEM-Elektrolyse in einem technisch ausgereiften Zustand. Die Technologie- und Kostenentwicklung, sowie die Optimierung von Herstellprozessen werden in erster Linie durch die Industrie selbst vorangetrieben, sofern die Nachfrage am Markt dauerhaft steigt. Alleine die Skaleneffekte lassen eine erhebliche Kostenreduktion erwarten. FuE- und Demonstrationsvorhaben werden den Markthochlauf sinnvoll unterstützen, diesen aber nicht alleine auslösen.

Die Anbieter von Wasserelektrolyseanlagen arbeiten heute aufgrund der bisher geringen Nachfrage nach großen bzw. vielen Anlagen nahezu vollständig im Manufakturbetrieb. Geeignete Verfahren für höhere Produktionsvolumina sind grundsätzlich aus anderen Anwendungen und Industrien bekannt und werden in der Zulieferindustrie bereits auch heute partiell eingesetzt. In Summe konnte kein grundlegender Bedarf an der Entwicklung neuer Herstellverfahren identifiziert werden und es besteht Konsens, dass existierende Herstellverfahren mit geringem Aufwand auch im größeren Umfang in der Elektrolyseindustrie eingesetzt werden können.

Ermittlung des künftigen Bedarfs an Elektrolyseuren und Komponenten

Die im Rahmen der Studie betrachteten Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems in Deutschland resultieren in einem Ausbaukorridor von 137 bis 275 GW an installierter Elektrolysekapazität bis zum Jahr 2050. Dieses Ergebnis ist unabhängig von der Frage, ob zur Deckung des Bedarfes in Deutschland auch aus dem Ausland erzeugter Wasserstoff importiert werden kann. Die Auswertung anderer Energie-

systemanalysen ergibt, dass der genannte Ausbaukorridor dem oberen Bereich der vorliegenden Prognosen zuzuordnen ist. Unter den gewählten Rahmenbedingungen erscheinen die Werte im Kontext zu anderen Studien plausibel.

Nichtsdestotrotz übersteigen die aus den Szenarien ableitbaren, jährlichen Zubauraten an Elektrolyseleistung bereits in den 2020er Jahren die derzeit aus Akteurssicht als realistisch betrachtete Einschätzung. Diese Diskrepanz zu den, durch Einhaltung der CO_2-Minderungsziele getriebenen, Modellierungsergebnissen betont die Notwendigkeit eines schnellen und zielgerichteten Eingreifens, sofern Deutschland seine Klimaziele erreichen will. Während die Elektrolysebranche ein kumulatives Potenzial von 1 bis 2 GW bis zum Jahr 2025 für erreichbar hält, können durch entsprechende Marktaktivierungsmaßnahmen durchaus höhere Leistungen erreicht werden.

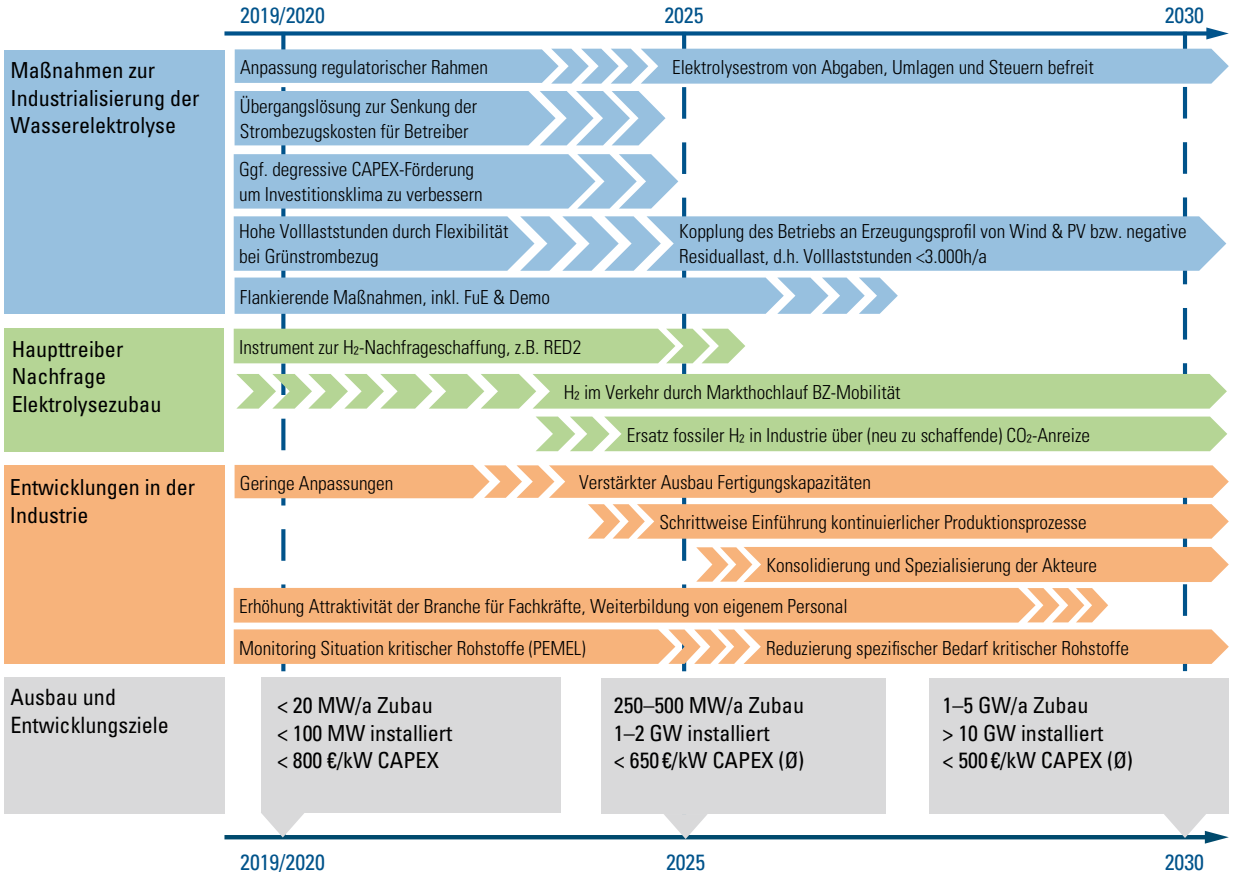
Die prognostizierten Nachfragebedarfe an Komponentenbauteilen für Elektrolyseure werden aller Voraussicht nach weder kurz- noch langfristig zu Lieferengpässen führen. Allerdings konnten bei einigen Komponenten und Materialien Single-Source-Problematiken mit Blick auf die existierenden Lieferketten festgestellt werden. Diese basieren jedoch nicht auf exklusiven Schutzrechten o.ä. Der künftige Markthochlauf wird sehr wahrscheinlich für einen ausreichend dynamischen Wettbewerb sorgen. Obwohl über alle drei Technologien hinweg bis zum Jahr 2050 enorme Anstiege der installierten Kapazität erwartet werden, können die entstehenden Komponentenbedarfe durch relativ geringe Investitionen in den Ausbau der Produktionskapazitäten gedeckt werden. Ferner zeigte sich, dass die Branche bereits heute sehr europäisch bzw. global strukturiert ist. Die Industrialisierung der Elektrolysebranche wird international und nicht nur auf Deutschland beschränkt stattfinden.

Zentrale Schlussfolgerungen und Roadmap zur Industrialisierung

- Die Elektrolysebranche muss sich zu einer Gigawatt-Industrie entwickeln, um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen.
- Die Unterstützung des Markthochlaufs ist wichtiger als die reine Forschungsförderung, da für die weitere Technologieentwicklung und Kostenreduktion das Potenzial von Skaleneffekten genutzt werden muss.
- Ein stabiles Absatzniveau von 20 bis 50 MW pro Jahr und Hersteller ist zur Industrialisierung notwendig, wobei geeignete Herstellverfahren bereits verfügbar sind.
- Wettbewerb und Akteursvielfalt entlang der Zulieferkette werden sich erst verbessern, wenn dauerhaft eine größere Nachfrage vorliegt.
- Durch ein zu schaffendes „Marktaktivierungsprogramm Wasserelektrolyse“ sollen klare regulatorische Rahmenbedingen, insbesondere bei den Strombezugskosten, vorgegeben werden, damit wettbewerbsfähige Anwendungsfälle überhaupt erst entstehen können.

Die dargestellte Roadmap zeigt zentrale politische Maßnahmen, notwendige Schritte seitens der Industrie sowie die Nachfrage- und Technologieentwicklung auf. Kommt es zu Verzögerungen bei einzelnen Maßnahmen wird sich der Gesamtprozess der Industrialisierung verlangsamen, was wiederum die Erreichung der Klimaziele Deutschlands zusätzlich erschweren wird.

Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse



INHALT SEITE

	Verwendete Abkürzungen und Eigennamen	12
1	**Vorwort zum Endbericht**	14
2	**Die Bedeutung der Wasserelektrolyse im Kontext der Energiewende**	16
2.1	Herausforderungen der Energiewende	17
2.2	Abgeleitete Zielsetzungen	19
2.3	Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen	20
2.4	Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie	22
2.5	Haupttreiber und Instrumente für den zukünftigen Bedarf an Elektrolysekapazität	23
3	**Studienziel und Methodik**	25
3.1	Übergeordnete Ziele	26
3.2	Methodik	26
3.3	Thematische Abgrenzung	29
4	**Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse**	30
4.1	Komponentendiagramme	32
4.1.1	Alkalische Elektrolyse	32
4.1.2	PEM-Elektrolyse	33
4.1.3	Hochtemperatur-Elektrolyse	34
4.2	Technische Leistungsparameter	35
4.2.1	Systemperformance	35
4.2.2	Betrieb unter variablen Lasten	37
4.2.3	Stackgröße und Leistungsfähigkeit	38
4.2.4	Lebensdauer und Anlagenverfügbarkeit	41
4.3	Ökonomische Leistungsparameter	42
4.3.1	Herstell- und Betriebskosten	42
4.3.2	Aufteilung Systemkosten	45
4.3.3	Aufteilung Stackkosten	47

		SEITE
4.4	Bewertung der aus den Umfragen ermittelten Leistungsparameter	47
4.5	Analyse der Akteurslandschaft	50
4.5.1	Gesamtbild der Industrie für Wasserelektrolyseure	50
4.5.2	Struktur der Industrie und Arbeitsweisen	51
4.5.3	Fertigungstiefe und Zulieferstruktur	52
4.5.4	Zukünftiges Wachstum und weitere Industrialisierung	53
4.6	Nutzwertanalyse zur Identifikation kritischer Komponenten	54
4.6.1	Definition der Kriterien und des Bewertungsmaßstabs	54
4.6.2	Gewichtung der Kriterien	56
4.6.3	Durchführung und Auswertung der NWA	56
5	**Quantifizierung des Bedarfs an Elektrolyseuren mit der Systemmodellierung REMod-D**	59
5.1	Das Programm REMod-D	60
5.1.1	Ausgangslage des Modells	61
5.1.2	Dynamischer Betrieb durch Ramping	62
5.1.3	Abwärme für die Hochtemperatur-Elektrolyse	63
5.2	Szenarien für die Wasserelektrolyse	64
5.2.1	Szenariendefinition	64
5.2.2	Parametrierung der Szenarien	66
5.3	Ergebnisse der Szenarienbetrachtungen	67
5.3.1	Analyse der Transformation des Energiesystems	67
5.3.2	Analyse der Energiebilanzen	71
6	**Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in Literatur und aus Akteurssicht**	77
6.1	Literaturübersicht von Energiesystemstudien	78
6.1.1	Methodik und Kategorisierung vorhandener Studien	78
6.1.2	Zusammenfassung und Übersicht vorhandener Literatur	79
6.1.3	Unterscheidung des Bedarfs nach Sektoren	81

		SEITE
6.2	Entwicklung der Elektrolyse aus Anwendersicht	82
6.3	Vergleich Modellergebnisse und Akteurssicht	87
7	**Ableitung des zukünftigen Komponentenbedarfs und geeigneter Fertigungsverfahren**	89
7.1	Abschätzung des künftigen Komponentenbedarfs	90
7.1.1	Zugrunde gelegter Bedarf an Elektrolysesystemen	90
7.1.2	Aufteilung der Marktanteile nach Technologieart	91
7.1.3	Methodik zur Abschätzung des Komponentenbedarfs	93
7.2	Herstellung kritischer Komponenten für die alkalische Elektrolyse	93
7.2.1	Diaphragma/Membran	93
7.2.2	Anodenherstellung	96
7.3	Herstellung kritischer Komponenten für die PEM-Elektrolyse	98
7.3.1	Membran-Elektroden Einheit	98
7.3.2	Anodenseitige PTL	100
7.3.3	Bipolarplatte	101
7.4	Herstellung kritischer Komponenten für die HT-Eletrolyse	103
7.4.1	Festelektrolyt-Stack	104
7.4.2	Elektroden-Elektrolyt-Einheit	105
7.4.3	Interkonnektor	106
7.5	Zusammenfassung Herstellung kritischer Komponenten	107
8	**Soll-Ist-Vergleich und resultierender Handlungsbedarf**	109
8.1	Technologieentwicklung	110
8.1.1	Technologieübergreifend	110
8.1.2	Spezifische Betrachtung der PEM-Elektrolyse	113
8.1.3	Spezifische Betrachtung der Hochtemperatur-Elektrolyse	114
8.2	Kostenentwicklung	115
8.2.1	Technologische Kostensenkungspotenziale	115
8.2.2	Herstelltechnische Kostensenkungspotenziale	115

		SEITE
8.3	Industrieentwicklung	118
8.3.1	Technologieübergreifende Themen	118
8.3.2	Themen in der PEM-Elektrolyse	120
8.3.3	Themen in der alkalischen Elektrolyse	120
8.4	Beispiel eines Automatisierungskonzepts für die HTEL-Modulmontage	121
8.5	Kritikalität ausgewählter Rohstoffe	126
8.5.1	Iridium	127
8.5.2	Platin	130
8.5.3	Scandium	132
8.5.4	Titan	133
8.5.5	Zusammenfassung Rohstoffkritikalität	135
9	**Handlungsempfehlungen und Roadmap für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse**	137
9.1	Zentrale Schlussfolgerungen aus dem Soll-Ist Vergleich	138
9.2	Handlungsempfehlungen	140
9.2.1	Handlungsempfehlungen an die öffentliche Hand	140
9.2.2	Handlungsempfehlungen an die Elektrolysebranche	143
9.2.3	Handlungsempfehlungen an Forschungseinrichtungen	145
9.2.4	Handlungsempfehlungen an Anwenderseite	146
9.3	Notwendigkeit eines Marktaktivierungsprogramms	147
9.4	Maßnahmenbaukasten zur Marktaktivierung	151
9.4.1	Maßnahmen zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten	152
9.4.2	Maßnahmen zur Schaffung von Nachfrage und Mehrwert von grünem Wasserstoff	154
9.5	Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse	156
	Literaturverzeichnis	159

		SEITE
A	**Anhang**	171
A.1	Übersicht der Interviewpartner	172
A.2	Weitere technische und ökonomische Leistungsparameter	173
A.3	Tabelle zur Durchführung der Nutzwertanalyse (Auszug)	176
A.4	Exemplarische Vorgehensweise zur NWA (PEM-Stack)	177
A.5	Betriebsführungsreihenfolge des Stromsystems in REMod-D	178
A.6	Randbedingungen der REMod-D-Szenarien bis 2050	179
A.7	Parametrierung aller REMod-D-Szenarien	180
A.8	Erweiterte Kennzahlen der Szenarienauswertung	182
A.9	Entwicklung der Antriebskonzepte im Szenario S3	186
A.10	Annahmen für die Abschätzung des Komponentenbedarfs	187
A.11	Herstellverfahren für die alkalische Elektrolyse	188
A.12	Herstellverfahren für die PEM-Elektrolyse	188
A.13	Herstellverfahren für die HT-Elektrolyse	190
A.14	Ausgewählte Bedarfe und Produktionskapazitäten	191
A.15	Ablageprozess Stackmontage	193
A.16	Komponentenübersicht HTEL-Stack	194
A.17	Weitere Daten zur Kritikalitätsbetrachtung	195
A.18	Titanbedarf pro kW PEM-Elektrolyseleistung	198
A.19	Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	199

VERWENDETE ABKÜRZUNGEN UND EIGENNAMEN

AEL	Alkalische Elektrolyse (engl.: alkaline electrolysis)
AP	Arbeitspaket
Bio-2-H_2	Bioenergy-to-H_2
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BoP	Anlagenperipherie (engl.: balance of plant)
BPP	Bipolarplatte
BS	Betriebsstunden
BZ	Brennstoffzelle
CAEL	Chlor-Alkali Elektrolyse
CAPEX	Spezifische Investitionskosten (engl. capital expenditures)
CCM	Katalysator beschichtete Membran (engl.: catalyst coated membrane)
CNG	Komprimiertes Erdgas (engl.: compressed natural gas)
CCS	CO_2-Sequestrierung (engl.: carbon capture and storage)
CO_2-Äq.	CO_2-Äquivalent
COP	UN-Klimakonferenz (engl.: conference of parties)
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Elektrolyt-Elektroden-Einheit (engl.: electrolyte electrode assembly)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EI	Ökonomische Bedeutung (engl.: economic importance)
EI	Elektrisch
EL	Elektrolyse
EoL-RIR	(eine) relative Recyclingrate (engl.: end of life recycling input rate)
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU ETS	Emissionshandelssystem der EU (engl.: EU emissions trading system)
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FuE	Forschung und Entwicklung
FQD	Kraftstoffqualitätsverordnung (engl.: fuel quality directive)
GDL	Gasdiffusionsschicht (engl.: gas diffusion layer)
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
HHI	Herfindahl-Hirschmann-Index
HHV	Brennwert (engl.: higher heating value)
HT	Hochtemperatur
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
IEK2050	Studie „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen" (Arbeitstitel)
Inst	Installiert
IUTA	Institut für Energie- und Umwelttechnik

KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KPI	Leistungsparameter (engl.: key performance indicator)
LHV	Heizwert (engl.: lower heating value)
LSCF	Lanthan-Strontium-Kobalt-Eisen-Verbindung
LSM	Lanthan-Strontium-Mangan-Verbindung
MA	Mitarbeiter
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (der Bundesregierung)
M/O	Betriebs- und Instandhaltungskosten (engl. operation and maintenance costs), hier sind die fixen Kosten gemeint
NH_4PA	Ammoniumpolyacrylat
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NREL	National Renewable Energy Laboratory (USA)
NT	Niedertemperatur
NWA	Nutzwertanalyse
OPEX	Betriebskosten (engl.: operational expenditure)
PEM	Protonen-Austauschmembran (engl.: proton exchange membrane)
PEMEL	PEM-Elektrolyse, oder Membran-Elektrolyse
PFSI	Perfluorsulfoniertes Ionomer
PTFE	Polytetrafluorethylen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Hydrogen
PTL	Poröse Strömungsschicht (egl.: porous transport layer)
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PVA	Polyvinylacetat
PVD	Physikalische Gasphasenabscheidung (engl.: physical vapor deposition)
RED	Erneuerbare Energien-Richtlinie (engl.: renewable energy directive)
RCS	Regelwerke (engl.: regulations, codes and standards)
REMod-D	Regenerative Energien Modell – Deutschland (Simulationsmodell)
RFNBO	Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl.: renewable fuel of non-biological origin)
S	Szenario
SI	Substitution-Index
SOEL	Festoxid-Elektrolyse (engl. Solid Oxide Electrolysis)
SR	Versorgungsrisiko (Supply Risk)
th	Thermisch
THG	Treibhausgasemissionen
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden
WGI	Allgemeine Indikatoren zur Regierungsarbeit (engl.: worldwide governance indicators)
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpen
wt%	Gewichtsprozent (engl.: weight percent)
YSZ	Zirconium(IV)-oxid (engl.: yttria stabilized zirconia)

1 Vorwort zum Endbericht

Der vorliegende Endbericht dokumentiert die Ergebnisse der Studie »IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme«.

Durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) wurden das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, das Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA sowie das Beratungsunternehmen E4tech beauftragt, einen Fahrplan für die notwendigen Aktivitäten zur Etablierung der Wasserelektrolyse in Deutschland zu entwickeln, der u. a. im zweiten Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2) berücksichtigt werden kann.

Hintergrund ist der kontinuierliche Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die politische Zielsetzung, Deutschlands CO_2-Emissionen drastisch zu senken, wodurch die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse als zentrale Kopplungstechnologie zwischen den Sektoren erheblich an Bedeutung gewinnen wird. Alleine für Deutschland wird bis zum Jahr 2050 ein erheblicher Ausbau an installierter Elektrolysekapazität im zweistelligen Gigawattbereich erwartet. Jedoch werden heutige Anlagen meistens unter Manufakturbedingungen und in Kleinserie hergestellt.

Die vorliegende Studie zeigt das Potenzial der Elektrolysetechnologien zur Skalierung und entsprechenden Erreichung der zuvor genannten Ausbauziele innerhalb der nächsten Jahre auf. Dazu wurden die Herausforderungen beim Aufbau einer Gigawatt-Elektrolyseindustrie in Deutschland, insbesondere mit Blick auf kritische Komponenten, deren Herstellungsverfahren, notwendige Zulieferketten und den Investitionsbedarf untersucht. Ferner wurden die wichtigsten Hemmnisse bewertet und eine Bedarfsprognose an installierter Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2050 aufgestellt. Auf Basis dieser Ergebnisse und unter Einbeziehung von Akteuren aus der Elektrolyseindustrie und von der Anwenderseite wurden die technologischen, herstellungstechnischen und akteursspezifischen Handlungsbedarfe diskutiert und anschließend Handlungsempfehlungen für unterschiedliche Adressaten abgeleitet.

Die Studie wurde durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) betreut.

2 Die Bedeutung der Wasserelektrolyse im Kontext der Energiewende

Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien, der Intensivierung der weltweiten Bemühungen, die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren und dem erklärten Ziel, die globale Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, nimmt die Bedeutung von Wasserstoff als chemischem Energieträger stetig zu. Zentraler Wandlungsschritt für die Kopplung erneuerbarer Energien (EE) mit Wasserstoff, und gegebenenfalls Folgeprodukten, ist die Wasserelektrolyse. In den nächsten Jahrzehnten wird daher ein erheblicher Ausbau der Elektrolysekapazitäten erwartet. Verschiedene Studien prognostizieren alleine für Deutschland bis zum Jahr 2050 eine installierte Anlagenleistung im hohen, zweistelligen Gigawattbereich. Jedoch werden heutige Anlagen meistens unter Manufakturbedingungen im kleinen Maßstab hergestellt, so dass sich die Frage stellt, wie und unter welchen Rahmenbedingungen die Produktionskapazitäten den zukünftigen Bedarfen gerecht werden können.

Als Bestandsaufnahme für die Studie werden in diesem Abschnitt zuerst die wesentlichen politischen Ziele und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Treiber für den zukünftigen Wasserstoffbedarf als Indikator für die notwendige Elektrolysekapazität zusammengefasst. Der Abschnitt gliedert sich in folgende Schritte:

- Herausforderungen der Energiewende
- Abgeleitete Zielsetzungen
- Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen
- Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung
- Haupttreiber und Instrumente für den zukünftigen Bedarf an Elektrolysekapazitäten

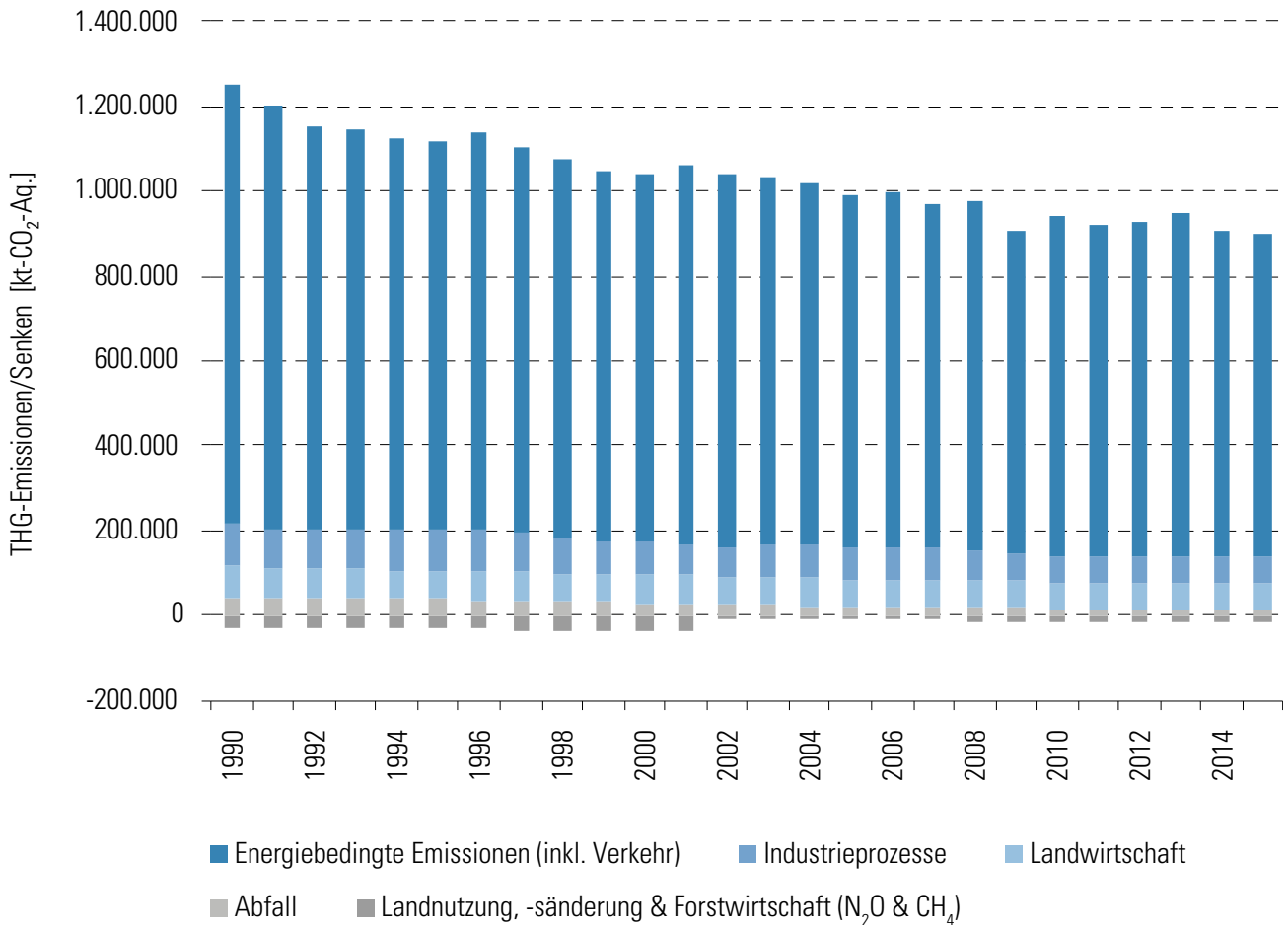
Die Erfassung des Status Quo der regulatorischen Rahmenbedingungen untergliedert sich dabei in die Ebenen national, europäisch und international, wobei der Fokus insgesamt auf Deutschland gerichtet ist. Die hier vorgestellten Ergebnisse basieren auf einer umfangreichen Literaturrecherche der Quellen [1–26].

2.1 Herausforderungen der Energiewende

Die Transformation von einer auf fossilen Primärenergieträgern basierenden Elektrizitätserzeugung und Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft, die im Wesentlichen auf erneuerbaren Energiequellen aufbaut, bedingt tiefgreifende technische und ökonomische Veränderungen unserer Energiewirtschaft. Eine stabile, sichere und im europäischen Kontext konkurrenzfähige Energieversorgung muss während und nach Abschluss des Transformationsprozesses garantiert werden können. Ferner erfordert die Transformation einen gesellschaftlichen Konsens über den gemeinsamen Weg, da ein solcher Umbau nicht innerhalb weniger Jahre bewerkstelligt werden kann, sondern eher eine Generationenaufgabe darstellt.

Neben einer deutlichen Absenkung des Primärenergieverbrauchs ist das zentrale, übergeordnete Ziel der Energiewende in Deutschland eine drastische Absenkung der Treibhausgas- (THG) Emissionen, deren größter Anteil energiebedingte CO_2-Emissionen sind, vgl. mit Abbildung 2-1. Sowohl in etablierten als auch in innovativen Energiewandlungsketten gilt es dabei, Effizienzsteigerungen unterstützend zu realisieren.

Abbildung 2-1: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen/Senken in Deutschland seit 1990 nach Kategorien [21]



Ein Vergleich mit dem kürzlich erschienenen nationalen Bericht zum deutschen Treibhausgasinventar der Jahre 1990 bis 2015 im Rahmen der Berichterstattung zur Klimarahmenkonvention und des Kyoto-Protokolls zeigt, dass es im Bereich der energiebedingten Emissionen aktuell vor allem in der Energiewirtschaft und im Verkehr ambitionierte Maßnahmen zur Dekarbonisierung umzusetzen gilt. Aber auch bei der Versorgung der Gebäude mit Niedertemperatur- (NT-) Wärme für Raumheizung und Warmwasser muss regenerativer Strom eine wichtige Rolle spielen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können [19].

2.2 Abgeleitete Zielsetzungen

Die Bundesregierung hat mit ihrem am 28. September 2010 beschlossenen „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung" bereits einen Weg für die Energiewende vorgezeichnet [9]. In Konsequenz des Übereinkommens von Paris und der damit verbundenen Notwendigkeit zur Steigerung der Bemühungen im Klimaschutz, hat die Bundesregierung zudem kürzlich den Klimaschutzplan 2050 vorgelegt. Zur Erreichung des revisionierten Klimaschutzzieles von 1,5 °C und unter Berücksichtigung der Verantwortung im internationalen Staatenverbund werden hiermit erstmals offizielle Reduktionsziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft bis 2030 formuliert, vgl. mit Tabelle 2-1.

Tabelle 2-1: Emissionsziele nach Handlungsfeldern gemäß [1]

Handlungsfeld	1990 (in Mio. t CO_2-Äq.)	2014 (in Mio. t CO_2-Äq.)	2030 (in Mio. t CO_2-Äq.)	2014 (Minderung in % ggü. 1990)	2030 (Minderung in % ggü. 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175–183	23	62–61
Gebäude	209	119	70–72	43	67–66
Verkehr	163	160	95–98	2	42–40
Industrie	283	181	140–143	36	51–49
Landwirtschaft	88	72	58–61	18	34–31
Teilsumme	1209	890	538–557	26	56–54
Sonstige	39	12	5	69	87
Gesamtsumme	1248	902	543–562	28	56–55

Darüber hinaus können für die Effizienzsteigerung und die CO_2-Reduktion bis 2050 im Abgleich mit den Ergebnissen zum Impulspapier Strom 2030 [6] und dem Auswertungsbericht der öffentlichen Konsultation zum Grünbuch Energieeffizienz [7] die Zielvorgaben gemäß Tabelle 2-2 zusammengetragen werden. Mit dem gültigen Klimaschutzplan als „lernender Strategie" der Bundesregierung bleibt dabei das bisherige CO_2-Mindestziel von 85 % im Jahr 2050 erhalten.

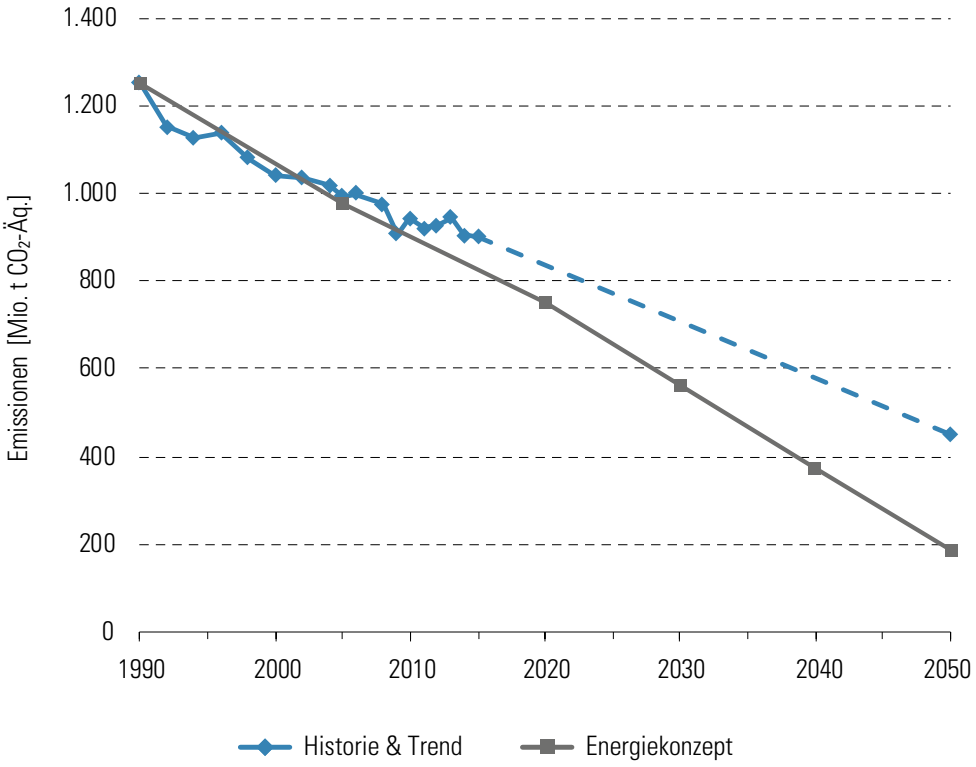
Tabelle 2-2: Übersicht zu den Effizienz- und CO_2-Reduktionszielen der Bundesregierung

Horizont	Effizienzsteigerung (gemessen am Primärenergieverbrauch 2008)	CO_2-Reduktion
2020	20 %	40 %
2030	30 %	55 %
2040	40 %	70 %
2050	50 %	85 %

In der Wirksamkeit der bisherigen Bemühungen zur CO_2-Reduktion zeigt sich in der historischen Entwicklung jedoch ein rückläufiger Trend, vgl. mit Abbildung 2-2. Sollte

der bisherige Trend linear bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben werden (siehe gestrichelte blaue Linie), würden die Reduktionsziele der Bundesregierung gemäß dem Energiekonzept 2050 erheblich verfehlt werden (grüne Linie).

Abbildung 2-2: Emissionspfade und deren Historie bzw. Trend [1, 7, 9, 19]



2.3 Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen

National

Mit dem Strommarktgesetz und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in seiner Fassung aus dem Jahr 2017 (EEG2017) werden die Abgaben für Elektrolyse-Wasserstoff bei Bezug von Netzstrom erstmals nach Sektoren getrennt reguliert. Ausgehend von der Grundsatzentscheidung der Bundesregierung für ein neues Strommarktdesign und dem Grundgedanken einer Stärkung von Preissignalen bzw. einer freien Preisbildung an den Großhandelsmärkten wird dabei der Pfad der Wasserstofferzeugung von der EEG-Umlage befreit, allerdings nur bei anschließender Rückverstromung (direkt oder an das Gasnetz gebunden). Daneben besteht für gewisse Branchen weiterhin die Möglichkeit zur EEG-Umlagenreduzierung nach den Bestimmungen für stromkostenintensive Industrieunternehmen gemäß § 64 EEG. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes besteht darüber hinaus eine Befreiung von der Stromsteuer (i.S.v. § 2 Nr. 2a und Nr. 3 StromStG und nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG). Im Bereich der Netzentlastung, Wärmeversorgung und im Verkehr sind Bestrebungen für eine weitere Regulierung zu erkennen, vgl. §§ 5 und 6 EEWärmeG Baden-Württemberg,

[8] und [14]. Bislang sind diese jedoch noch nicht gesetzlich verankert (Stand März 2018).

Europa

Im europäischen Kontext sind vor allem die Richtlinien 2009/28/EG „RED" (engl. renewable energy directive) und 98/70/EG „FQD" (engl. fuel quality directive) zu nennen. Diese wurden im Jahr 2015 durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 dahingehend angepasst, dass nun auch (strombasierte) erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) zur Erreichung der erneuerbaren Kraftstoffmengen bzw. der THG-Minderungsquote angerechnet werden können. Die nationale Umsetzung dieser Änderungen in den Mitgliedsstaaten war im Zeitraum der Studienerstellung zum Teil noch im Gange. Zudem wird bis Ende des Jahres 2018 mit einer neuen RED gerechnet, welche den Rahmen für Ziele und Anrechnungen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 setzen wird. Erst wenn diese beschlossen ist, könnte daraus ein Vergütungsmodell für grünen Wasserstoff entstehen, das längerfristige Investitionen in Elektrolyseanlagen anstößt. Gegebenenfalls könnte dann auch die Herstellung von grünem Wasserstoff für Raffinerien ökonomisch interessant werden und der Weg für den Markhochlauf von 1.500 MW installierter Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2025 geebnet werden [25].

Global

Auf internationaler Ebene über die EU hinaus nehmen die jährlich stattfindenden Treffen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen den größten Einfluss auf die Abstimmung der internationalen klimapolitischen Ziele der teilnehmenden Länder. Zentrale Konferenzen (COP, engl. conference of parties) waren dabei die COP3 (mit dem Kyoto-Protokoll) und die COP21 (mit dem Übereinkommen von Paris). Das im Kyoto-Protokoll verankerte Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung auf einen gemittelten Wert von 2 °C wurde dabei im Jahr 2015 in Paris auf 1,5 °C reduziert. Dessen Realisierung soll durch ambitioniertere Klimaschutzmaßnahmen ab dem Jahr 2020 und einer weitestgehenden Defossiliisierung der Energiewandlungsketten bis zur Jahrhundertwende erfolgen. Die Ausgestaltung und Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen liegt dabei in nationaler Verantwortung.

2.4 Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie

Bei Betrachtung der Tabelle 2-1 wird deutlich, dass die anvisierte Senkung der THG-Emissionen nur gelingen kann, wenn es in nahezu allen Sektoren zu einer dramatischen CO_2-Reduzierung kommt. Fluktuierende, erneuerbare Energien spielen dabei eine zentrale Rolle und zwar nicht nur für die Versorgung der auch heute schon durch elektrische Energie abgedeckten Sektoren, sondern über alle Sektoren hinweg. Dies gilt auch für den Verkehrssektor. Der starke EE-Ausbau erfordert somit eine Sektor übergreifende Optimierung des Gesamtsystems. Zur Vermeidung hoher negativer Residuallasten (Überproduktion an Strom) müssen alle Optionen für die flexible Nutzung dieses Stroms in allen Verbrauchssektoren erschlossen werden. Auch eine Verminderung der im Verkehr verursachten Fahrzeugemissionen gemäß den politisch formulierten Zielen bis zum Jahr 2050 kann nur durch eine umfassende Marktdurchdringung elektrischer Antriebe erreicht werden.

Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung spezifiziert bereits die Zielsetzungen des Energiekonzepts für den Verkehrssektor [3]. Als Zielmarken für die Minderung des Endenergieverbrauchs der kumulierten Verkehrsträger werden – bezogen auf das Jahr 2005 – in 2020 -10 % und in 2050 -40 % angestrebt. Erreicht werden sollen diese Ziele durch eine Diversifizierung der Energiebasis im Verkehr mit alternativen Kraftstoffen und in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien, der weiteren Steigerung der Energieeffizienz von Verbrennungsmotoren, sowie der Optimierung der Verkehrsabläufe. Da im Bereich des PKW- und Schienenverkehrs perspektivisch die größten CO_2-Einsparpotenziale gesehen werden, setzt die MKS konsequenterweise auf die Elektrifizierung des Antriebsstranges durch Batterien und Brennstoffzellen. Die wachsende Bedeutung von Wasserstoff und erneuerbarem Methan als Speichermedium – Stichwort Power-to-Gas (PtG) – wird dabei betont. Ausgewählte Elemente der MKS sind:

1. Fortsetzung der Innovations- und Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Deutschland im Rahmen des zweiten Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) mit Fokus auf eine Marktaktivierung.
2. Aufbau einer entsprechenden Betankungsinfrastruktur mit Nennung des Zieles der Initiative H_2 Mobility bis 2030 ein Netz von ca. 1.000 H_2-Tankstellen in Deutschland verfügbar zu machen.
3. Übernahme einer aktiven, nationalen Rolle bei europäischen Initiativen und Aufbau von Infrastrukturallianzen mit EU-Nachbarländern.

Brennstoffzellenfahrzeuge und regenerativ erzeugter Elektrolyse-Wasserstoff sind damit zentrale Elemente für ein integriertes und auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem für Deutschland. Im direkten Bezug auf die notwendige

Infrastruktur und Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff fehlt bislang jedoch noch die politische Langfristperspektive. Als Meilensteine für das NIP 2 wurden bislang installierte Leistungen von 100 MW bis zum Jahr 2019, 200 MW bis zum Jahr 2020, 500 MW bis zum Jahr 2022 und 1.500 MW bis zum Jahr 2025, sowie degressive Investitionskostenzuschüsse diskutiert [2].

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den sinnvollen und systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas-Verfahren werden aus verschiedenen Richtungen bereits als zu restriktiv eingestuft [8, 14]. Für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse positiv zu bewerten ist, dass die Schlüsselrolle erneuerbarer und wasserstoffbasierter Kraftstoffe bei der weiteren Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen bereits politisch anerkannt ist und sich auch im Koalitionsvertrag für die 19. Legislaturperiode wiederfindet [8, 27]

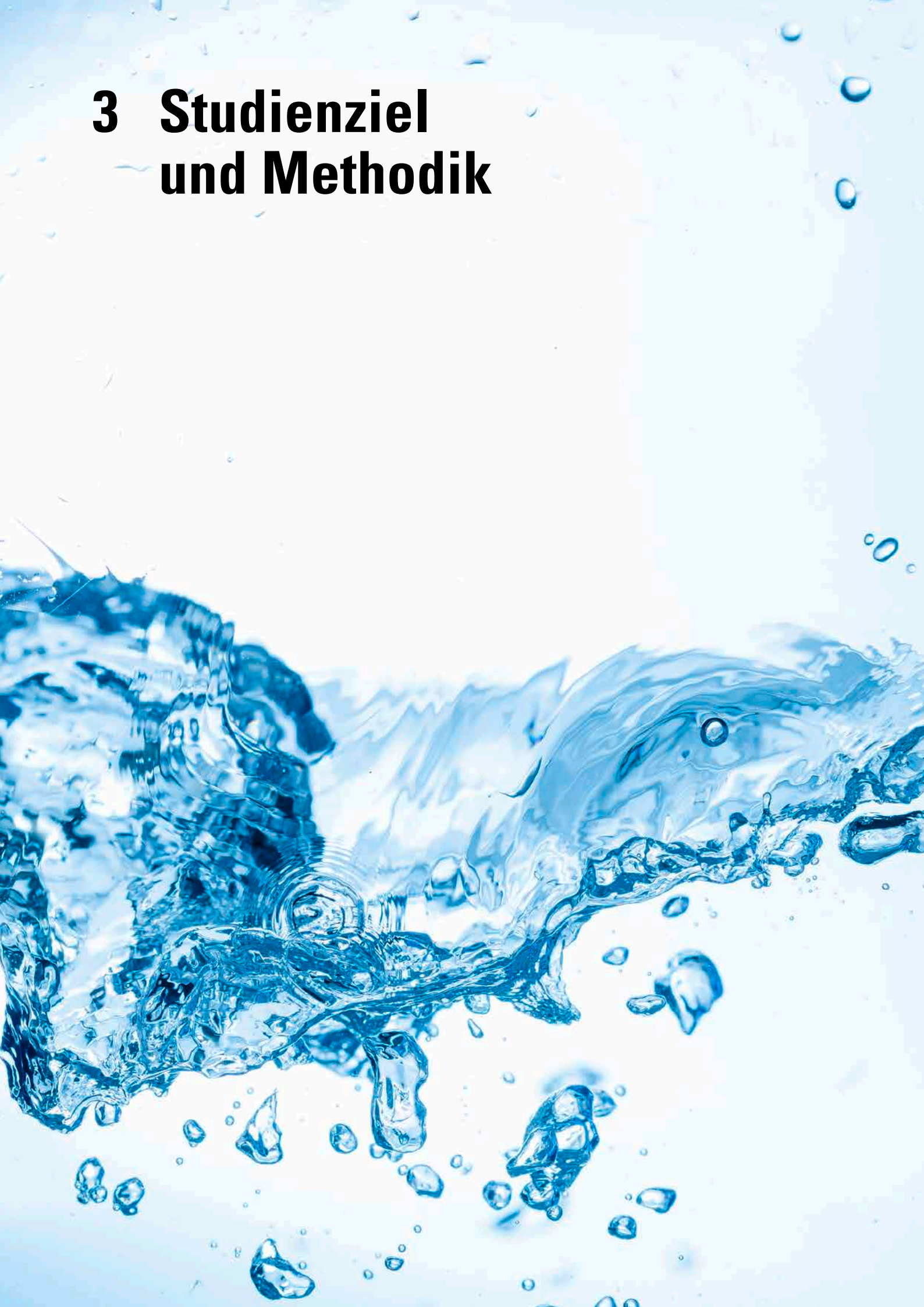
2.5 Haupttreiber und Instrumente für den zukünftigen Bedarf an Elektrolysekapazität

Wie oben dargelegt wurden durch den Klimaschutzplan 2050 [1] die allgemeinen Ziele des Energiekonzeptes [9] für das Jahr 2030 um sektorspezifische Ziele erweitert, vgl. mit Tabelle 2-1. Der Klimaschutz-Verantwortung Deutschlands gemäß Pariser Abkommen [22] wird darin bereits Rechnung getragen. Als wichtige Ergänzung zu den klimapolitischen Rahmenbedingungen in Tabelle 2-2 ist zudem die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie [3] als „lernende Strategie" der Bundesregierung zu sehen. Hier wird im Speziellen die Rolle des Verkehrssektors adressiert. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass aus politischer Perspektive der Haupttreiber für den zukünftigen Bedarf an Elektrolysekapazität in Deutschland die CO_2-Reduktionsziele der Bundesregierung sind.

Mittelfristig wird die effiziente Kopplung der verschieden Sektoren bzw. Energiewandlungsketten entscheidend sein. Wie mehrere Studien in den vergangenen Jahren gezeigt haben, vgl. mit Abschnitt 6.1, sind dabei Wasserstoff als Energieträger und der systemdienliche Einsatz von Wasserelektrolyseuren im Energiesektor Schlüsselelemente für die Sektorkopplung. Aktuelle politische und/oder regulatorische Instrumente, die je nach ihrer (angepassten) Ausgestaltung dafür einen wichtigen Beitrag leisten können, sind u. a.:

- Energiespeichergesetz,
- Anrechnung von Wasserstoff für EE-Wärme,
- Anrechnung von Wasserstoff als Biokraftstoff,
- Umgestaltung der Richtlinien für zuschaltbare Lasten als „Flexibilitätsmarkt der Sektorkopplung“,
- Energiemarkt 2.0 – freie Preisbildung als Impulsgeber für Innovation und Investition sowie mehr Flexibilität (DE und Europa),
- Weiterentwicklung des Klimaschutzplans nach 2030,
- Weiterentwicklung des Emissionshandelssystem zur Minimierung der CO_2-Vermeidungskosten,
- Zentralisierung der europäischen Energiepolitik,
- Geschwindigkeit des EE-Ausbaus und der Netze.

3 Studienziel und Methodik



3.1 Übergeordnete Ziele

Im Kontext der Bedeutung der Wasserelektrolyse für das Gelingen der Energiewende in Deutschland gilt es, Handlungsstrategien für die Ausgestaltung des Themas Wasserstofferzeugung durch Wasserelektrolyse für die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) zu entwickeln. Erste Überlegungen wurden bereits durch den Maßnahmenkatalog des Beirats der NOW gesetzt [20].

Übergeordnetes Ziel der vorliegenden Studie ist daher die Formulierung von Handlungsempfehlungen für die NOW, welche wesentliche Beiträge zur Industrialisierung der Wertschöpfungskette der Wasserelektrolyse in Deutschland leisten können. Die konkreten Handlungsempfehlungen sollen in einer detaillierten Roadmap zusammengefasst werden und als konzeptionelle Basis für die Ausgestaltung des bis zum Jahr 2026 laufenden, zweiten Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2) dienen.

Die Empfehlungen orientieren sich auf einen Zeithorizont bis ca. 2026 (Laufzeitende von NIP 2) und berücksichtigen dabei auch die Entwicklung bis zum Jahr 2050. Ferner soll die Roadmap neben den direkten Handlungsempfehlungen für die NOW auch Input zur Konkretisierung von Handlungsstrategien für weitere relevante Akteure aus Industrie, Wissenschaft und Politik geben.

Dazu soll der heutige Stand des Wissens zur Elektrolysetechnologie zusammengeführt, der zukünftige Wasserstoffbedarf nach Sektoren getrennt quantifiziert und bewertet, der Handlungsbedarf abgeleitet und zu einer gesamtheitlichen Strategie zur Erreichung zentraler technischer und wirtschaftlicher Zielsetzungen weiterentwickelt werden.

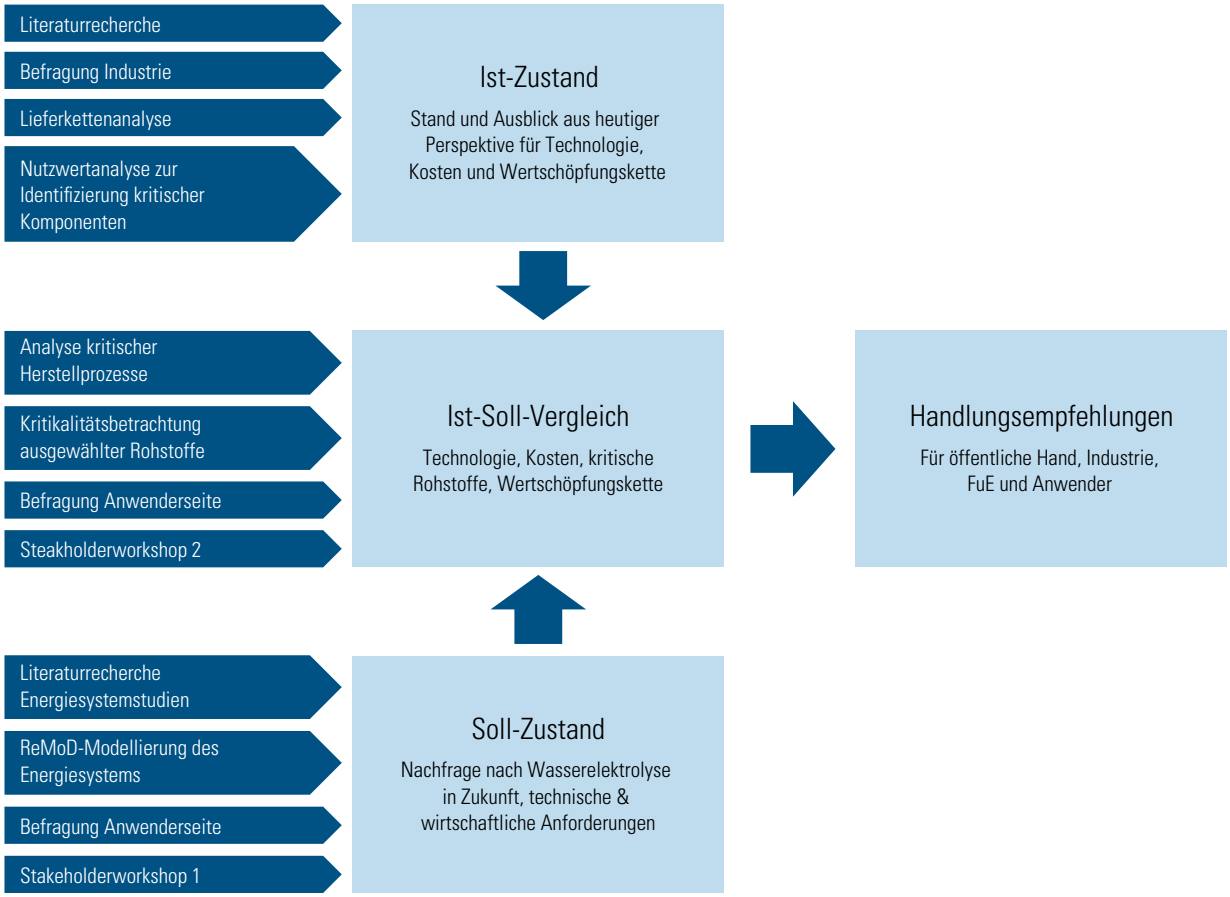
3.2 Methodik

Die Beantwortung der im vorherigen Abschnitt formulierten Ziele erfolgte in vier wesentlichen Arbeitsschritten, deren Interaktionen und die angewandten Methoden in Abbildung 3-1 dargestellt ist.

Beginnend mit einer umfangreich angelegten Branchenumfrage, strukturierten Interviews mit Akteuren aus der Elektrolyseindustrie und durch einen Abgleich mit der aktuell verfügbaren Literatur wurde zunächst der Ist-Zustand und die erwartete, zukünftige Entwicklung (2030, sowie Ausblick auf 2050) der drei betrachteten Technologien der Wasserelektrolyse (AEL, PEMEL, HTEL) in Hinblick auf ihre technische (Abschnitt 4.2) und wirtschaftliche (Abschnitt 4.3) Leistungsfähigkeit untersucht. Ferner wurden die Interviews genutzt, um aus der Akteursszene eine

Rückmeldung zu bekommen, welche Themen eine kritische Rolle bei einer Industrialisierung spielen könnten. Dies erfolgte anhand zuvor erarbeiteter Komponentendiagramme für die drei Technologien (siehe Abschnitt 4.1), die auch die Basis für eine anschließende Nutzwertanalyse in einem internen Workshop zur Bewertung kritischer Komponenten (Abschnitt 4.6) bildeten. Sie wurden zudem zur Identifikation relevanter Akteure entlang der Wertschöpfungskette herangezogen (Abschnitt 4.5).

Abbildung 3-1: Überblick zur Struktur der inhaltlichen Vorgehensweise



Anschließend an die Erarbeitung des Ist-Zustands wurde der Soll-Zustand des zukünftigen Wasserstoffbedarfs analysiert. Hierzu wurden im Rahmen einer Literaturrecherche die wesentlichen politischen Ziele, regulatorischen Rahmenbedingungen und Treiber, welche den künftigen Bedarf an Elektrolysekapazität beeinflussen, zusammengetragen (Abschnitt 2). Nachfolgend wurde mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten Tool REMod-D eine Energiesystemsimulation durchgeführt, um den bis zum Jahr 2050 zu erwartenden Wasserstoff- und Elektrolysebedarf in den einzelnen Sektoren zu bestimmen [28]. Um Sensitivitäten abzubilden, wurden insgesamt sechs Szenarien betrachtet, von denen zwei Szenarien in enger Anlehnung an Szenarien aus der parallel durchgeführten Studie „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen“ (im Folgenden als IEK2050-Studie benannt) [29] und vier eigene Parametervarianten gemäß dem erfassten Ist-Zustands gerechnet wurden (Abschnitt 5).

Zur Validierung der Simulationsergebnisse wurden neben der Durchführung einer Literaturrecherche auch Stakeholder aus verschiedenen Branchen zu den zu erwartenden zukünftigen Bedarfen und den zukünftigen Anforderungsprofilen je Sektor befragt (Abschnitt 6.2).

Aus der Wasserstoffbedarfsprognose je Sektor und den Anforderungsprofilen, sowie der zukünftigen Leistungsfähigkeit der verschiedenen Elektrolysetechnologien konnte daraufhin der zukünftige Bedarf für die einzelnen Elektrolysetechnologien bis zum Jahr 2050 grob abgeleitet (Abschnitt 7.1) und auf Hochlaufkurven für die jährliche Produktion dieser Elektrolyseanlagen umgelegt werden. Somit ließen sich auch der Komponentenbedarf und Stückzahlen für Subsysteme der Peripherie abschätzen. Für die anhand der Nutzwertanalyse als kritisch identifizierten Komponenten bzw. Subsysteme wurden im nächsten Schritt geeignete Produktionsverfahren genauer betrachtet und mit Anlagenherstellern in Interviews diskutiert (ab Abschnitt 7.2). Im Rahmen eines ersten Stakeholder-Workshops wurden sämtliche bis hierhin erarbeiteten Ergebnisse abschließend beraten und validiert.

Nachdem Ist- und Soll-Zustand identifiziert wurden, konnte ein entsprechender Vergleich angestrebt werden, um somit den notwendigen Technologieentwicklungs- bzw. Industrietransformationsprozess abzuleiten (Abschnitt 8). Dabei wurde zwischen technologischen (Abschnitt 8.1), wirtschaftlichen (Abschnitt 8.2) und wertschöpfungskettenbezogenen (Abschnitt 8.3) Dimensionen unterschieden.

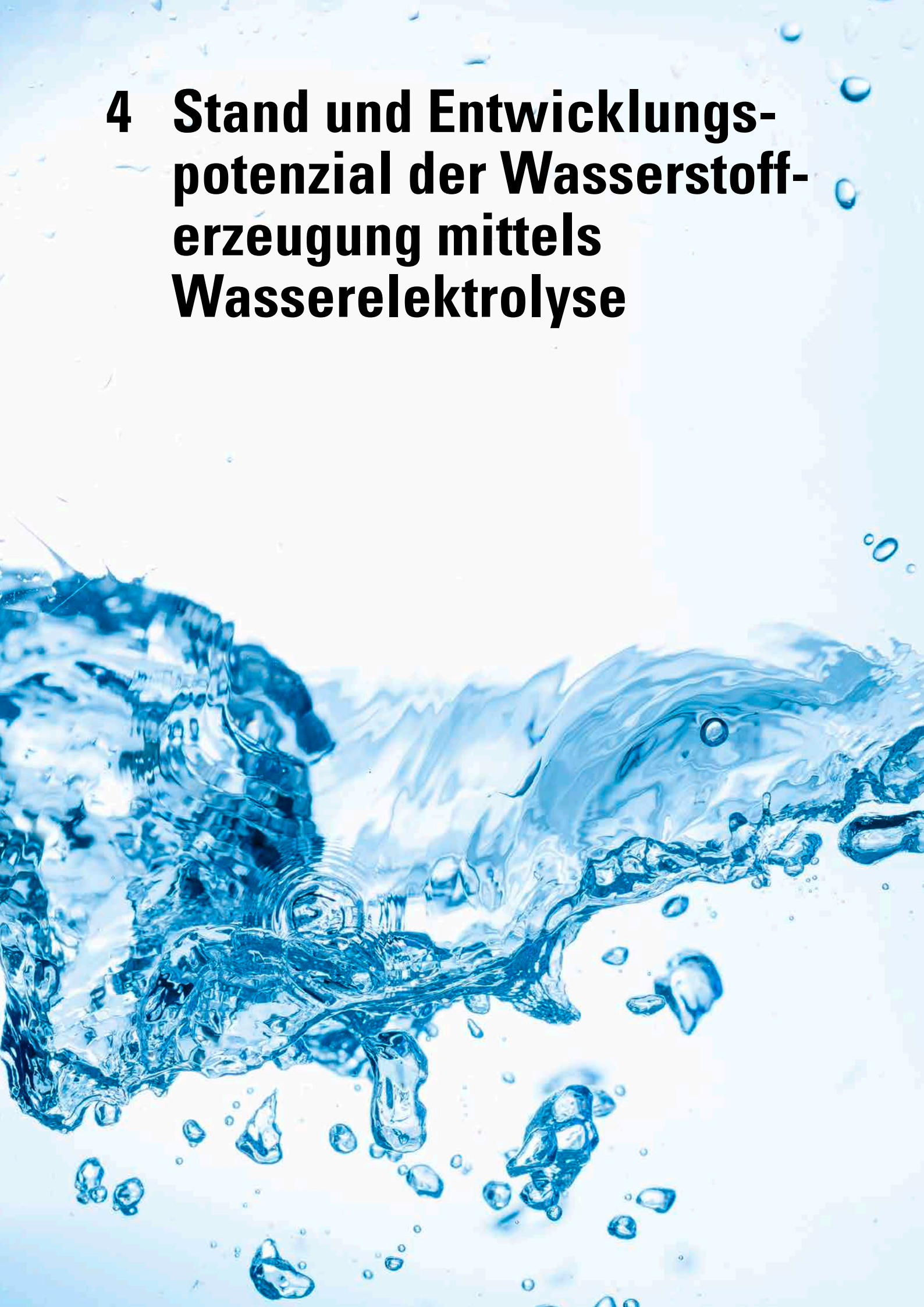
Auf Basis der zentralen Ergebnisse aus den unterschiedlichen Dimensionen wurden in einem letzten Schritt Handlungsbedarfe und respektive Handlungsempfehlungen zur Unterstützung der Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland identifiziert (Abschnitt 9). Zur Validierung der Handlungsbedarfe und Erarbeitung von Handlungsempfehlungen wurde u. a. ein weiterer Stakeholder-Workshop abgehalten. Neben Empfehlungen für die öffentliche Hand, wurden solche auch für die Elektrolysebranche, Forschungseinrichtungen und Elektrolyse-Anwender entwickelt.

3.3 Thematische Abgrenzung

Der Fokus der Betrachtungen in dieser Studie liegt auf kritischen Aspekten, die sich durch den Aufbau einer Fertigungsindustrie für Elektrolyseanlagen in Deutschland ergeben könnten. Folgende Prämissen kamen dabei zur Anwendung:

1. Die Erarbeitung der Ergebnisse erfolgte im Zeitraum von April 2017 bis März 2018 und parallel zur Studie „Regulatorische Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen", hier kurz als IEK2050-Studie bezeichnet. Daher wurden in der vorliegenden Studie als thematische Abgrenzung zur IEK2050-Studie alle Aspekte zu den regulatorischen Rahmenbedingungen nicht weiter vertieft.
2. Im Rahmen der technologischen Umfragen, Interviews und der Bedarfsermittlung für die Wasserelektrolyse wurden vor allem das Referenzjahr 2017 (aktueller Stand), sowie die Jahre 2030 (Prognose) und 2050 (Ausblick) herangezogen. Die Modellierung erfolgte jahresscheibengenau mit einem Optimierungszeitraum von 2020 bis 2050.
3. Die der Systemintegration nachgelagerten Akteure (Projektentwicklung, Installation, Betrieb, Wartung, Rückbau) waren nicht Teil der Betrachtungen in dieser Studie. Jedoch wurden Anforderungen der Anwenderseite während der Ermittlung des technischen und wirtschaftlichen Entwicklungsbedarfs berücksichtigt.
4. Fokus ist die Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland. Durch die begrenzte Anzahl an Akteuren, ist das Zuliefergeschäft jedoch stark internationalisiert, so dass in den Erhebungen und Auswertungen auch die Interaktionen mit ausländischen Akteuren betrachtet wurden.
5. Rohmaterialien wurden grundsätzlich nicht in die Wertschöpfungskettenbetrachtung mit einbezogen. Jedoch erfolgte für einzelne ausgewählte Materialien, wie z. B. Iridium eine Kritikalitätsbetrachtung.
6. Zur Generierung sinnvoller Handlungsempfehlungen war es ebenfalls unerlässlich, auch den europäischen und den globalen Rahmen in die Betrachtung mit einzubeziehen, da die begrenzte Akteurslandschaft in Deutschland zwangsläufig zu Lücken oder Schwachstellen in den einzelnen Prozessschritten (Zulieferer und Integratoren) führt.

4 Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse



In einem ersten Schritt auf dem Weg zur Erstellung einer Roadmap für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland wird in diesem Abschnitt der Ist-Zustand vorgestellt. Er umfasst nicht nur den aktuellen Stand der Technologie, eine Analyse der heutigen Akteurslandschaft und eine Erfassung ökonomischer Parameter, sondern beschreibt auch die heutige Sichtweise der Akteurslandschaft auf die mögliche Technologiefortschreibung bis zum Jahr 2030, und wo möglich auch bis 2050. Die Erfassung des Ist-Zustandes basiert im Wesentlichen auf einer Literaturrecherche, strukturierten Experteninterviews und einer umfangreichen Branchenumfrage für die drei wesentlichen Technologien der Wasserelektrolyse:

- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

Mit Hilfe der Literaturrecherche wurden Fragen für strukturierte Interviews ausgearbeitet und allgemeingültige Komponentendiagramme aufgestellt, siehe Abschnitt 4.1. Die Interviews wurden überwiegend im Frühjahr und Sommer 2017 geführt. Eine Liste der Interviewpartner ist im Anhang A.1 zu finden. Bei der Gestaltung des Fragebogens wurden Leistungsparameter (key performance indicators – KPIs) in folgenden Kategorien erhoben:

1. Systemperformance
2. Betrieb unter variablen Lasten
3. Stackgröße und Performance
4. Lebensdauer und Anlagenverfügbarkeit
5. Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX)
6. Aufteilung Systemkosten
7. Aufteilung Stackkosten

Für den heutigen Stand (2017) wurde die Systemgröße als Bandbreite gemäß Marktverfügbarkeit vorgegeben und die Befragten wurden gebeten, diesen recherchierten Literaturstand zu kommentieren. Für die Jahre 2030 und 2050 sollten als Fortschreibung der Technologie mögliche Leistungsparameter für fest vorgegebene Systemgrößen von 1, 10 und 100 MW genannt werden.

Die wesentlichen Resultate der KPI-Erhebung sind in dem Abschnitt 4.2 (technische Leistungsparameter) und Abschnitt 4.3 (wirtschaftliche Leistungsparameter) zusammengefasst. Weitere Ergebnisse sind im Anhang A.2 zu finden. Naturgemäß erfolgt ein Ausblick auf das zukünftige Entwicklungspotenzial der Technologie durch die Akteurslandschaft überwiegend optimistisch, und muss nicht zwangsläufig dem allgemeinen Trend oder der vorherrschenden Meinung in der Literatur entsprechen.

Daher werden im Abschnitt 4.4 die erhobenen Leistungsparameter abschließend bewertet und für die in Abschnitt 5 vorgestellten Szenarien zur Quantifizierung des Wasserstoffbedarfs aufbereitet.

In Abschnitt 4.5 sind die wichtigsten Punkte zur Analyse der Akteurslandschaft zusammengefasst und in Abschnitt 4.6 wird eine Nutzwertanalyse zur Identifikation kritischer Komponenten vorgestellt.

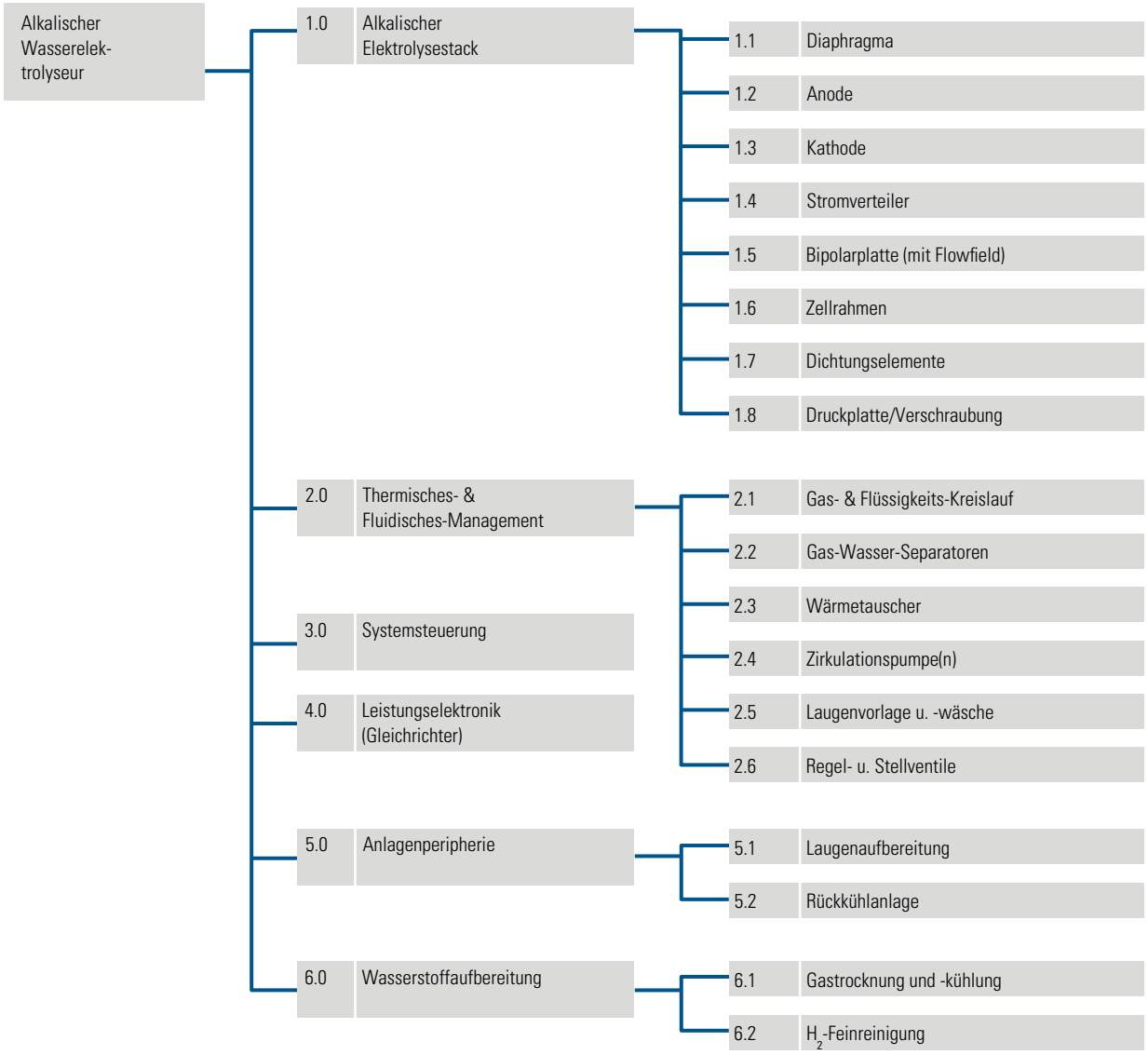
4.1 Komponentendiagramme

Anhand verfügbarer Literatur lassen sich allgemeingültige Komponentendiagramme aufstellen. Die Aufspaltung der Gesamtsysteme in Subsysteme und Komponenten bildet die Basis für weitere Überlegungen bezüglich deren Herstellung, siehe Abschnitt 7. Die einzelnen Elektrolysesysteme und auch EL-Stacks unterscheiden sich zum Teil stark in ihrer Konfiguration. Allgemein werden die Komponentendiagramme von der Systemebene kommend unterteilt in Subsysteme (bspw. Stack oder Wasserstoffkonditionierung) und Komponenten (bspw. Bipolarplatte und Wärmetauscher). Die im Folgenden beschriebenen Besonderheiten sollen hervorgehoben werden.

4.1.1 Alkalische Elektrolyse

Das Stackdesign ist in klassischer Filterpressenanordnung ausgeführt. Aufgrund der langen Entwicklungsgeschichte der AEL-Technologie und einer großen Spreizung der Zellfläche (von ca. 0,1 m² bis über 3 m²) unterscheiden sich die Zelldesigns teilweise erheblich voneinander, u. a. werden sowohl simple Streckmetalle aus Nickel als Elektroden eingesetzt, als auch poröse Metallstrukturen in ZeroGap-Ausführung. Auch die Kontaktierung der Elektroden mit den Bipolarplatten wird sehr unterschiedlich ausgeführt. Auf der Systemebene besteht eine alkalische Elektrolyse jedoch fast immer aus den gleichen Subsystemen. Unterschiede ergeben sich durch die Druckfestigkeit und den Einsatz von Laugenpumpen vs. Systemen mit Naturkonvektion. Ferner wird die Laugenentfernung mit unterschiedlichen Konzepten realisiert.

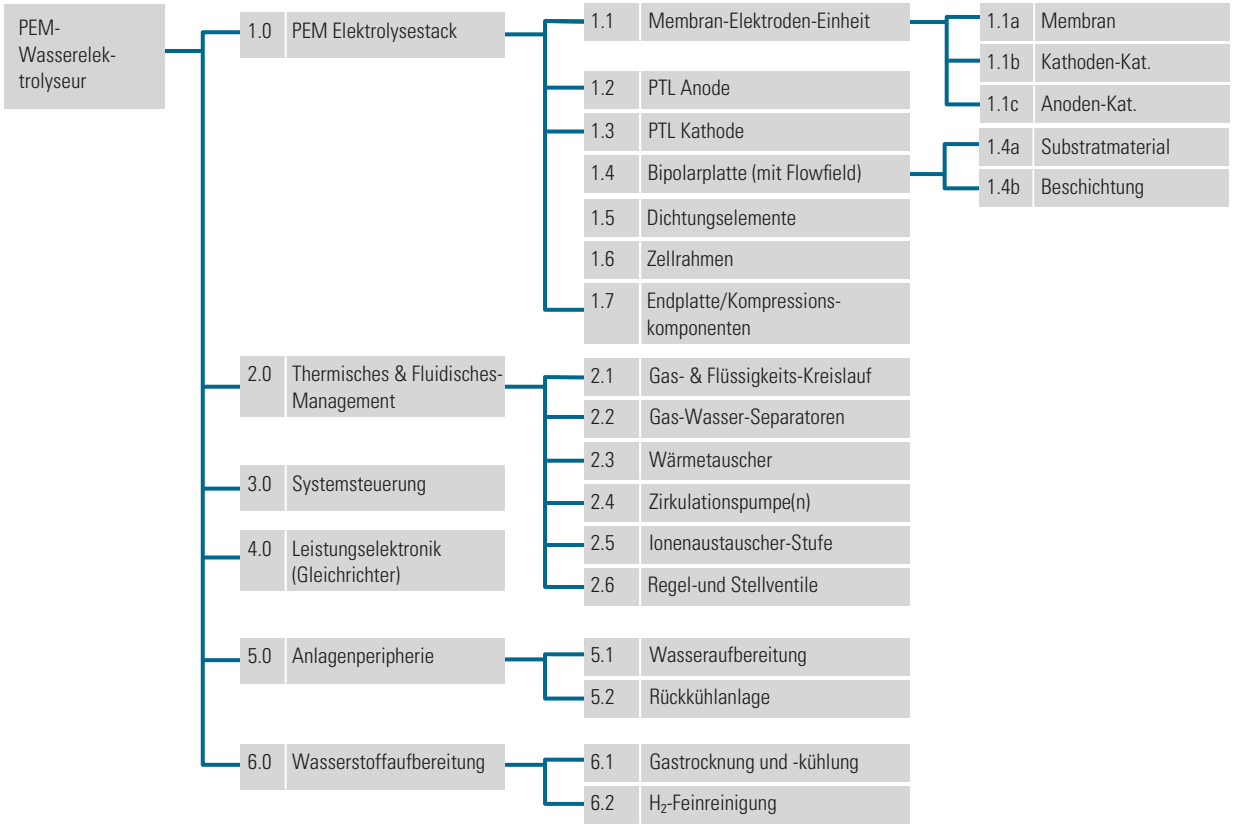
Abbildung 4-1: Komponentendiagramm für die alkalische Elektrolyse



4.1.2 PEM-Elektrolyse

Das Stackdesign in der PEM-Elektrolyse folgt immer dem gleichen Aufbau, da alle Zelldesigns mit ähnlichen Membran-Elektroden-Einheiten arbeiten. Detailunterschiede existieren in der Ausführung der Strömungsführung (Kanäle als Strömungskanäle vs. poröse Filze, Sinter oder Streckmetalle) und in der Verpressungseinrichtung für den Zellstapel (BoP Stack). Systemseitig muss unterschieden werden, ob die Elektrolyseure im Differenzdruckbetrieb oder im druckausgeglichenen Betrieb arbeiten. Gegebenenfalls wird pro Anoden- und Kathodenkreislauf eine Zirkulationspumpe eingesetzt. Ferner gibt es Unterschiede in den H_2-Reinigungsstufen, da teilweise einige Hersteller mit im Stack integrierten Reinigungsprozessen arbeiten.

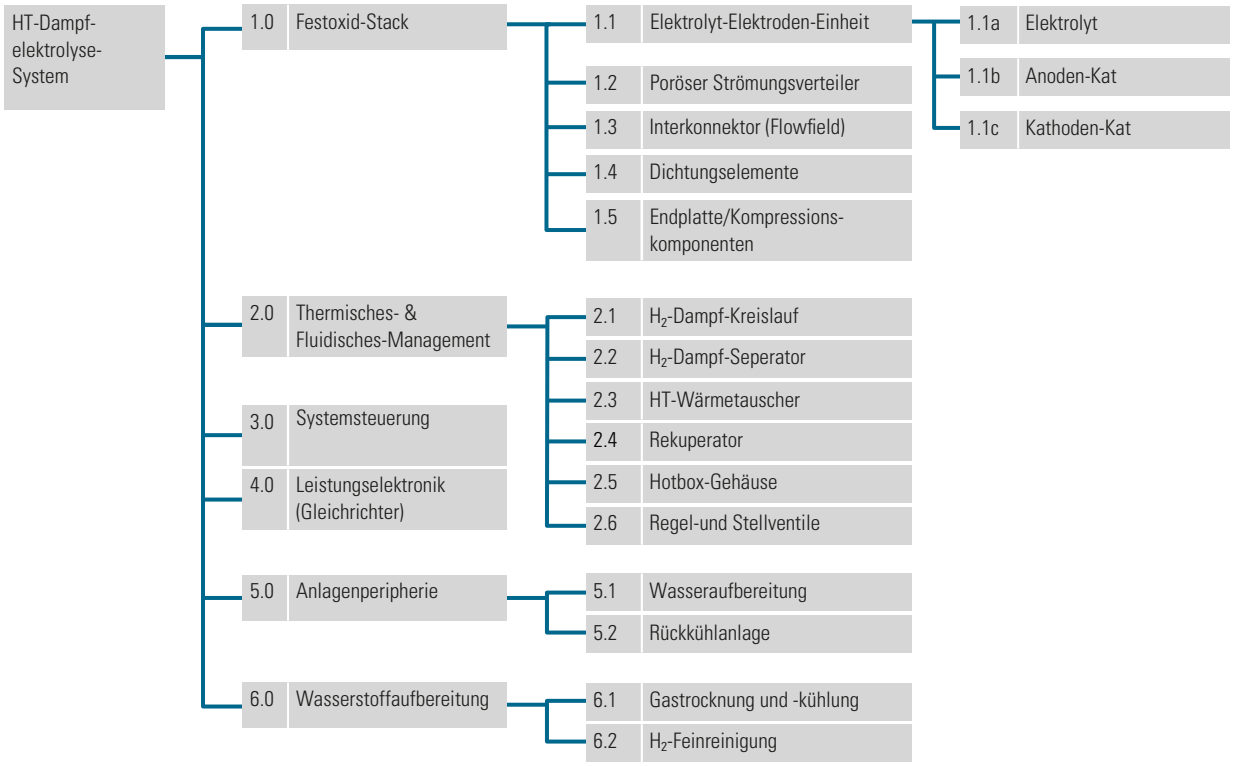
Abbildung 4-2: Komponentendiagramm für die PEM-Elektrolyse



4.1.3 Hochtemperatur-Elektrolyse

In der HT-Elektrolyse bestehen die stärksten Unterschiede bezüglich der Stack und Systemkonfiguration. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass derzeit kaum Komplettsysteme am Markt verfügbar sind, sondern bisher oftmals nur Konzepte für verschiedene Anwendungen demonstriert wurden. Vor allem die Frage, wie die Hochtemperatur-Wärme zur Verfügung gestellt wird, bedingt unterschiedliche Systemausführungen und führt zu stark abweichenden Designs des thermischen und fluidischen Managements. In der Regel sind jedoch zwei Wärmeübertrager verfügbar. Während der Erste zur Einbindung der HT-Wärme verwendet wird, dient der Zweite als Rekuperator zur Abwärmenutzung der austretenden Produktströme. Da bisher auch noch nicht schlüssig geklärt ist, wie der Zellstapel auf Temperatur gebracht und gehalten wird (Anfahrprozedur, Aufheizverhalten und Ausführung des Hot-Box-Kompartiments) und unter welchem Druck der Prozess zukünftig laufen soll, ist das Komponentendiagramm für die HT-Elektrolyse mit den größten Unsicherheiten behaftet. Entsprechend schwer können auch Kostenabschätzungen vorgenommen werden.

Abbildung 4-3: Komponentendiagramm für die Hochtemperatur-Elektrolyse



4.2 Technische Leistungsparameter

Bei der Betrachtung der Kennwerte in diesem und im nächsten Abschnitt ist zu beachten, dass die Zahlenwerte nur die Rückmeldungen aus den Fragebögen wiedergeben. Teilweise wurden die Fragebögen unvollständig ausgefüllt, so dass es zu auffälligen Effekten in den Diagrammen kommen kann, die keinen technologischen Hintergrund haben, sondern rein der Datenlage aus den Rückläufen der Branchenumfrage geschuldet sind. Aus diesen Gründen werden nicht alle Kennwerte graphisch aufbereitet gezeigt, sondern gegebenenfalls nur qualitativ diskutiert. In allen Diagrammen ist die einfache Standardabweichung angegeben, um die Streuung der Rückmeldungen besser bewerten zu können.

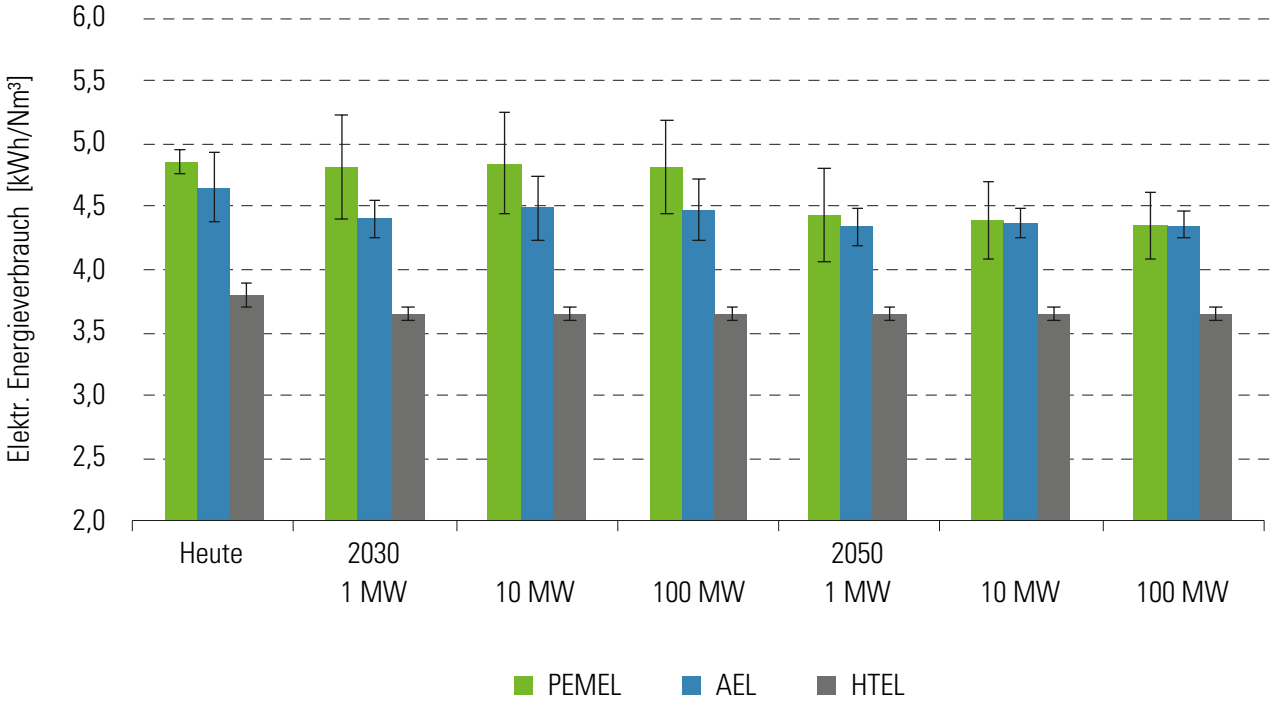
4.2.1 Systemperformance

Die Systemperformance umfasst die nominelle Produktionsrate (nicht gezeigt), den spezifischen Energieverbrauch und den Druckbereich der drei Technologien bis zum Jahr 2050.

Der Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs in Abbildung 4-4 zeigt heute einen etwas geringeren Energieverbrauch für die alkalische Elektrolyse gegenüber der PEM-Elektrolyse. Im nächsten Entwicklungsschritt bis zum Jahr 2030 nimmt dieser Trend sogar noch zu, um sich dann in 2050 in Richtung ca. 4,4 kWh/Nm³ wieder anzugleichen. Dies kann durch die technologische Entwicklungsreife der NT-Techno-

logien erklärt werden. Aktuell befindet sich die PEM-Elektrolyse in einer ökonomischen „Aufholjagd“ gegenüber der alkalische Elektrolyse, so dass im Zweifel zugunsten niedriger CAPEX ein hoher Wirkungsgrad nicht im Fokus steht. Durch das Scale-Up und die Technologieentwicklung sind PEMEL-Entwickler jedoch zuversichtlich, diese Lücke wieder schließen zu können. Bei der HT-Elektrolyse liegt der Wert bereits heute bei ca. 3,8 kWh/Nm³ und soll sich zukünftig auf ca. 3,6 kWh/Nm³ etwas verbessern, wobei der Energiebedarf zur Dampferzeugung hier nicht berücksichtigt ist. Zu beachten ist, dass die Werte in Abbildung 4-4 für die Systemebene gelten, also gegebenenfalls auch noch eine Niederdruck-Kompression beinhalten, die der Gasaufbereitung vorgeschaltet ist, vgl. auch mit der Abbildung 4-5.

Abbildung 4-4: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion für alle drei Technologien gemäß Auswertung der Fragebögen

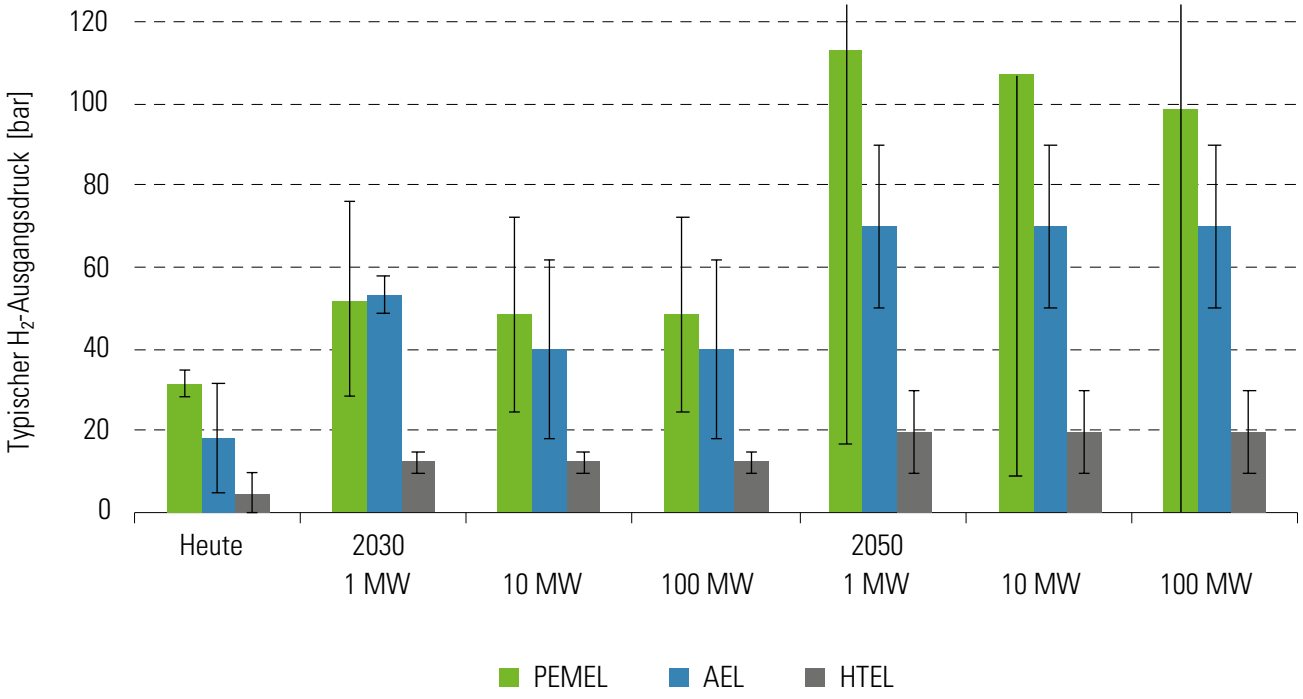


Der Betriebsdruckbereich kommerzieller NT-Systeme reicht heute von atmosphärisch bis ca. 30 bar. In Zukunft werden bei beiden Technologien höhere Druckbereiche bis zu 90 bar erwartet, vgl. mit Abbildung 4-5. Zumindest für einige AEL-Systeme wird dafür ein zusätzlicher mechanischer Kompressor angenommen. Für größere Systemgrößen wird tendenziell ein geringerer Betriebsdruck erwartet, was von der Anwendungsseite her logisch erklärt werden kann.

Entgegen der Aussage in Abbildung 4-5 wird ein Druckbetrieb der HT-Elektrolyse aktuell erst im Laborbetrieb erprobt. Zukünftig sollen druckfeste Systeme aber auch kommerziell verfügbar sein oder aber es wird auch hier ein zusätzlicher mechanischer Kompressor angenommen.

In Summe decken sich die Rückmeldungen gut mit Ergebnissen aus früheren Studien, siehe u. a. [30]. Jedoch weicht die Einschätzung der verschiedenen Akteure in dieser Studie stärker voneinander ab, wie die Balken der Standardabweichung deutlich machen.

Abbildung 4-5: Mittelwerte für den Betriebsdruck von AEL-, PEMEL- und HTEL-Anlagen gemäß Auswertung der Fragebögen

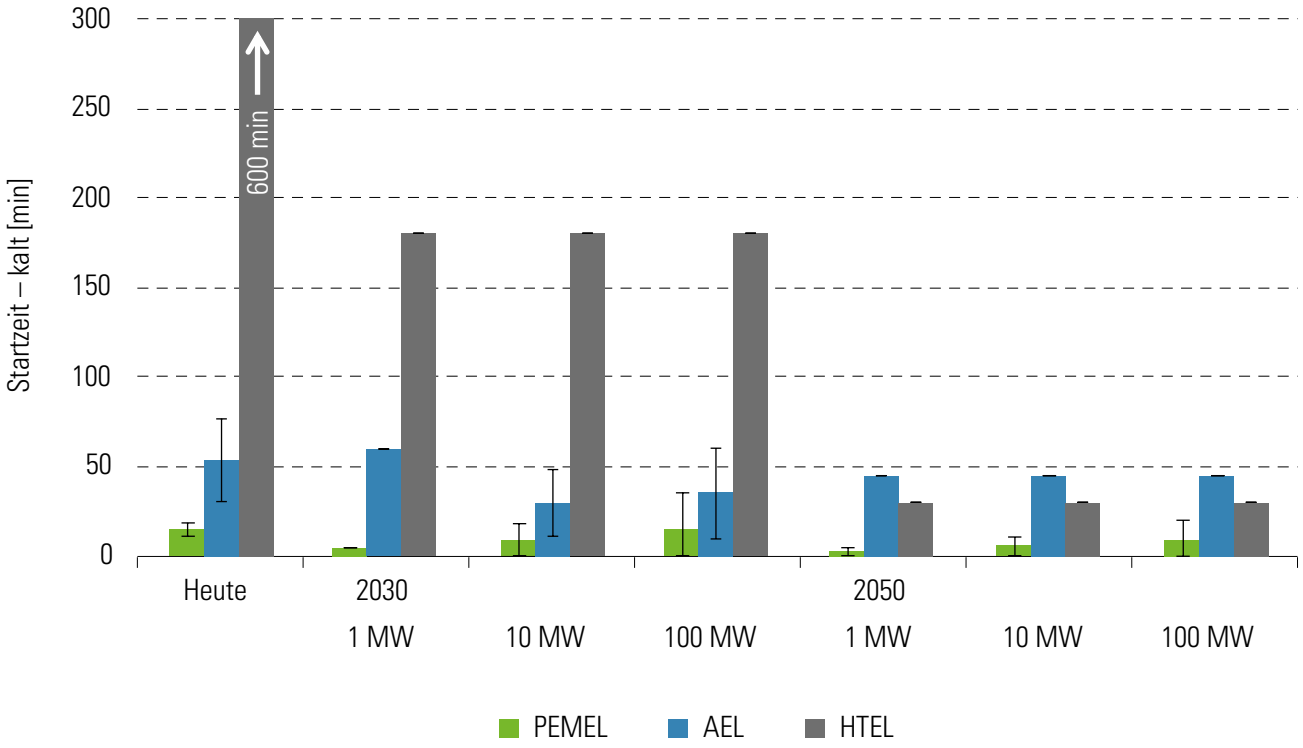


4.2.2 Betrieb unter variablen Lasten

Die Abfrage zum Betrieb unter variablen Lasten umfasst das minimale Teillastverhalten, die Startzeiten aus dem kalten und warmen Standby sowie die Energieaufnahme im Standby-Modus.

Die minimale Teillast ist im Anhang A.2 zu finden. Es werden die bekannten Trends aus der Literatur bestätigt. In Summe zeigen sich die befragten Akteure zuversichtlich, dass auch für die alkalische und HT-Elektrolyse die minimale Teillast auf ausreichend kleine Werte gebracht werden kann. Jedoch sei an dieser Stelle betont, dass die minimale Teillast für große Elektrolyseanlagen an Bedeutung verliert, da diese meistens aus mehreren Blöcken/Stacks bestehen, so dass durch eine angepasste Betriebsführung das Teillastfenster ausgeweitet werden kann.

Abbildung 4-6: Mittelwerte für die Startzeit aus dem kalten Standby in den nominellen Betrieb von AEL-, PEMEL- und HTEL-Systemen gemäß Auswertung der Fragebögen



Für den flexiblen Betrieb in einem dezentralen und auf EE basierenden Energiemarkt ist die Startzeit aus dem kalten und warmen Standby wichtig, um bspw. Netzdienstleistungen zu erbringen. Es wird zukünftig erwartet, dass sich die HT-Elektrolyse an die Startzeiten der alkalischen Elektrolyse angleichen kann, die PEM-Elektrolyse bleibt in dieser Kategorie im Vorteil, siehe Abbildung 4-6.

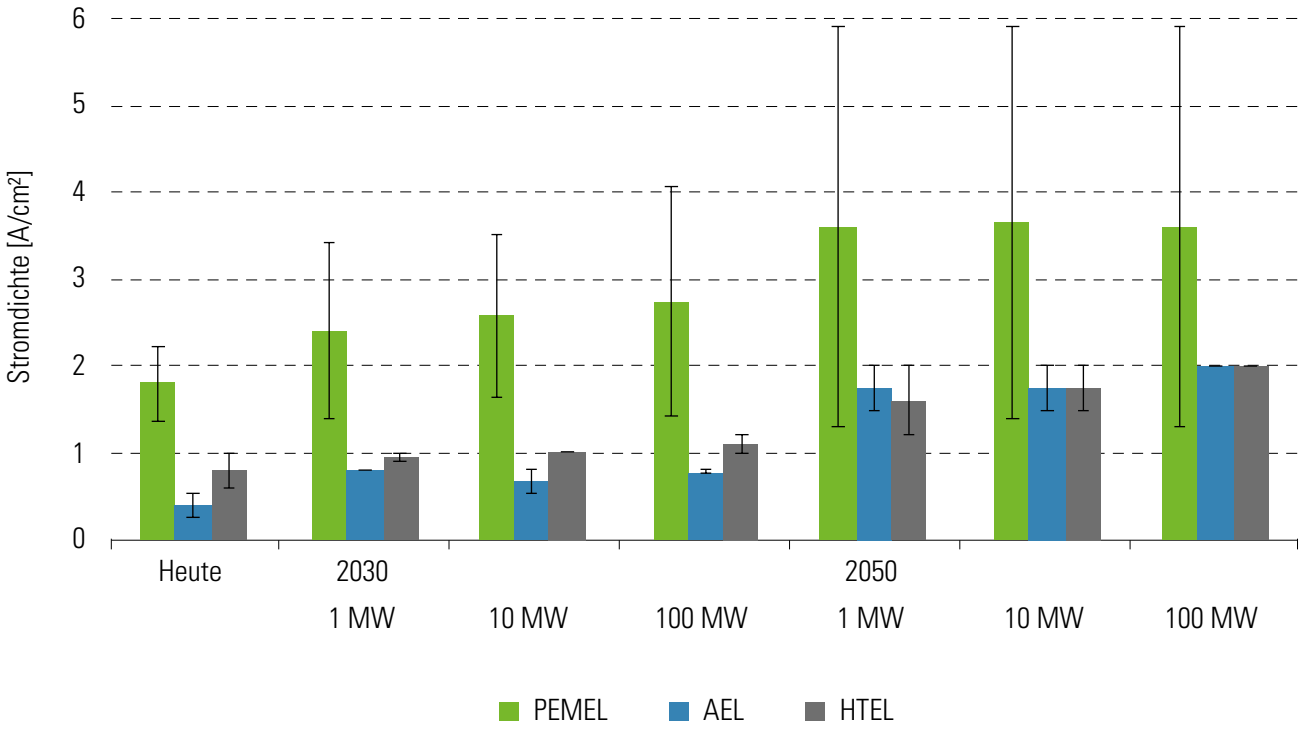
Die Startzeit aus dem warmen Standby bewegt sich für alle drei Technologien in der gleichen Größenordnung, siehe Anhang A.2, obwohl auch hier die PEM-Elektrolyse deutliche Vorteile zeigt. Entscheidend ist in diesem Zusammenhang die Frage, welcher Energieaufwand zur Erhaltung des warmen Standbys notwendig ist. Die Werte zu diesem Parameter sind leider nicht eindeutig aus den Fragebögen zu entnehmen, auch wenn alle Akteure zukünftig von fallenden Werten zumindest für die PEM- und HT-Elektrolyse ausgehen. Die Werte streuen von 1 bis 5 % der nominellen Leistungsaufnahme.

4.2.3 Stackgröße und Leistungsfähigkeit

In dieser Kategorie wurden u. a. die Stromdichte, die aktive Zellfläche, die Zelltemperatur und die Zelldegradation abgefragt. Die aktive Zellfläche und die Stromdichte geben einen guten Einblick in das zukünftige Entwicklungspotenzial der Technologie, da beide Parameter sich unmittelbar auf das Scale-Up und damit die CAPEX-Werte auswirken.

In Abbildung 4-7 sind die zukünftig erwarteten Stromdichten dargestellt, Abbildung 4-8 zeigt die abgeschätzte Entwicklung der Zellflächen für alle drei Technologien. Ein wesentliches Merkmal der PEM-Elektrolyse sind die hohen Stromdichten im Vergleich zu den anderen beiden Technologien. Gemäß der Abbildung 4-7 wird dies auch zukünftig so bleiben. Interessanterweise wird von den Akteuren noch ein erhebliches Steigerungspotenzial für die alkalische Elektrolyse gesehen. Dies wäre ein erheblicher Wettbewerbsvorteil, da sich damit sehr geringe CAPEX-Werte realisieren lassen müssten. Jedoch findet sich diese Tendenz nicht in Abbildung 4-10 wieder, was darauf hindeuten könnte, dass sich die zukünftige Herstellung von aktivierten Elektroden für AEL-Zellen nicht so kostengünstig darstellen lässt.

Abbildung 4-7: Projektion der Stromdichte von AEL-, PEMEL- und HTEL- Zellen für die Jahre 2030, 2050 und heute gemäß Auswertung der Fragebögen



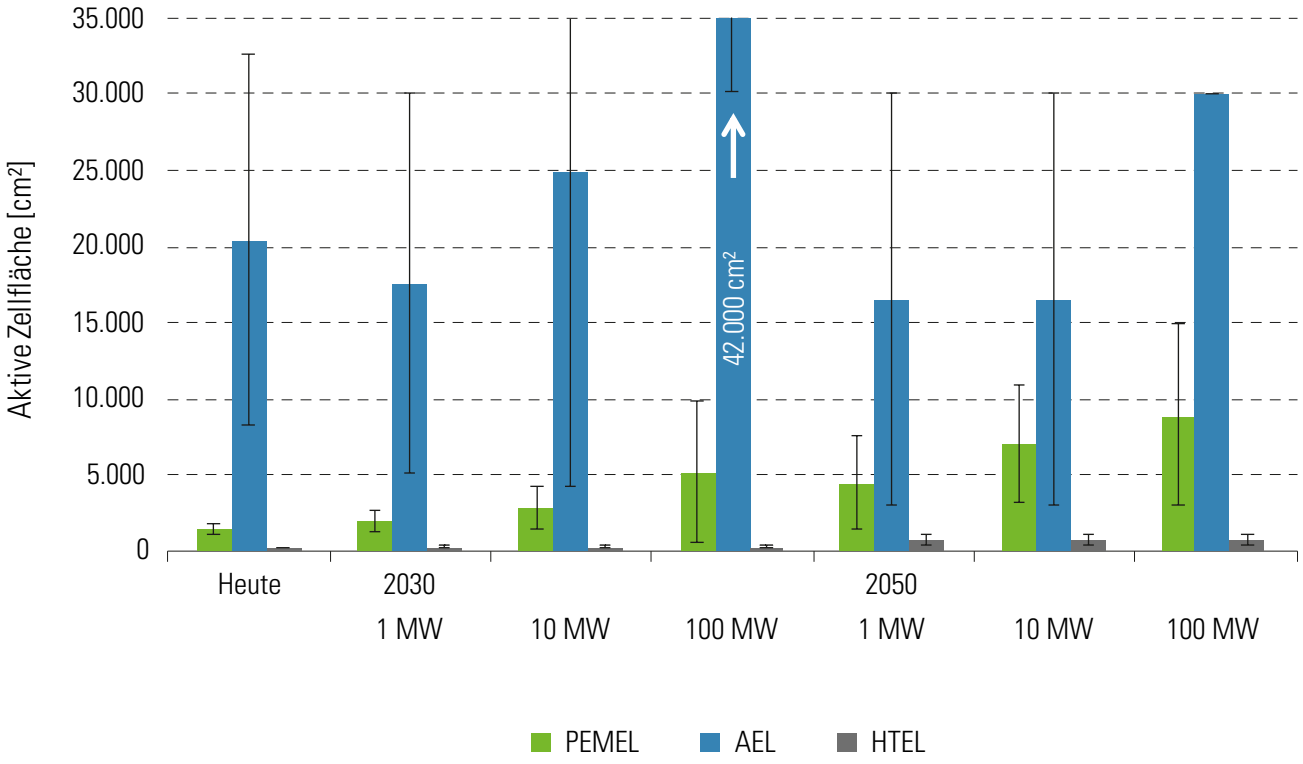
Hinsichtlich der aktiven Zellfläche bestätigt die Umfrage die allgemeinen Entwicklungstrends. Die Bandbreite für die alkalische Elektrolyse ist der mathematischen Mittelwertbildung und den teilweise unvollständig ausgefüllten Fragebögen geschuldet. In Summe lässt sich festhalten, dass auch zukünftig die Zellflächen:

- der alkalischen Elektrolyse deutlich kleiner 10 m²,
- der PEM-Elektrolyse kleiner 1 m² und
- der HT-Elektrolyse kleiner 0,1 m² sein werden.

Damit liegt jeweils eine Größenordnung zwischen den Technologien. Kombiniert mit den unterschiedlichen Stromdichten ergeben sich völlig unterschiedliche Anforderungen an das Zell- und Stackdesign und damit an die Herstellungsverfahren.

Die Entwicklung der Zellbetriebstemperaturen wird hier nicht dargestellt. Für die PEM-Elektrolyse und die HT-Elektrolyse ergeben sich keine neuen Erkenntnisse (< 100 °C für die PEM-Elektrolyse und kleiner < 800 °C für die HT-Elektrolyse), jedoch nehmen die Akteure für die alkalische Elektrolyse an, dass langfristig die Temperaturen auf über 200 °C erhöht werden können. Dieser Trend kann aus der Literatur jedoch nicht bestätigt werden.

Abbildung 4-8: Abschätzung der aktiven Flächen von AEL-, PEMEL- und HTEL- Zellen für die Jahre 2030, 2050 und heute gemäß Auswertung der Fragebögen



4.2.4 Lebensdauer und Anlagenverfügbarkeit

Diese Kategorie erfasst die Lebensdauer des Stacks (in Betriebsstunden), die Zyklenfestigkeit des Stacks und die Lebensdauer des Systems (Standzeit in Jahren), sowie die Systemverfügbarkeit in Stunden pro Jahr.

Abbildung 4-9: Prognose für die Lebensdauer der Stacks aller drei Technologien, ausgedrückt in Betriebsstunden

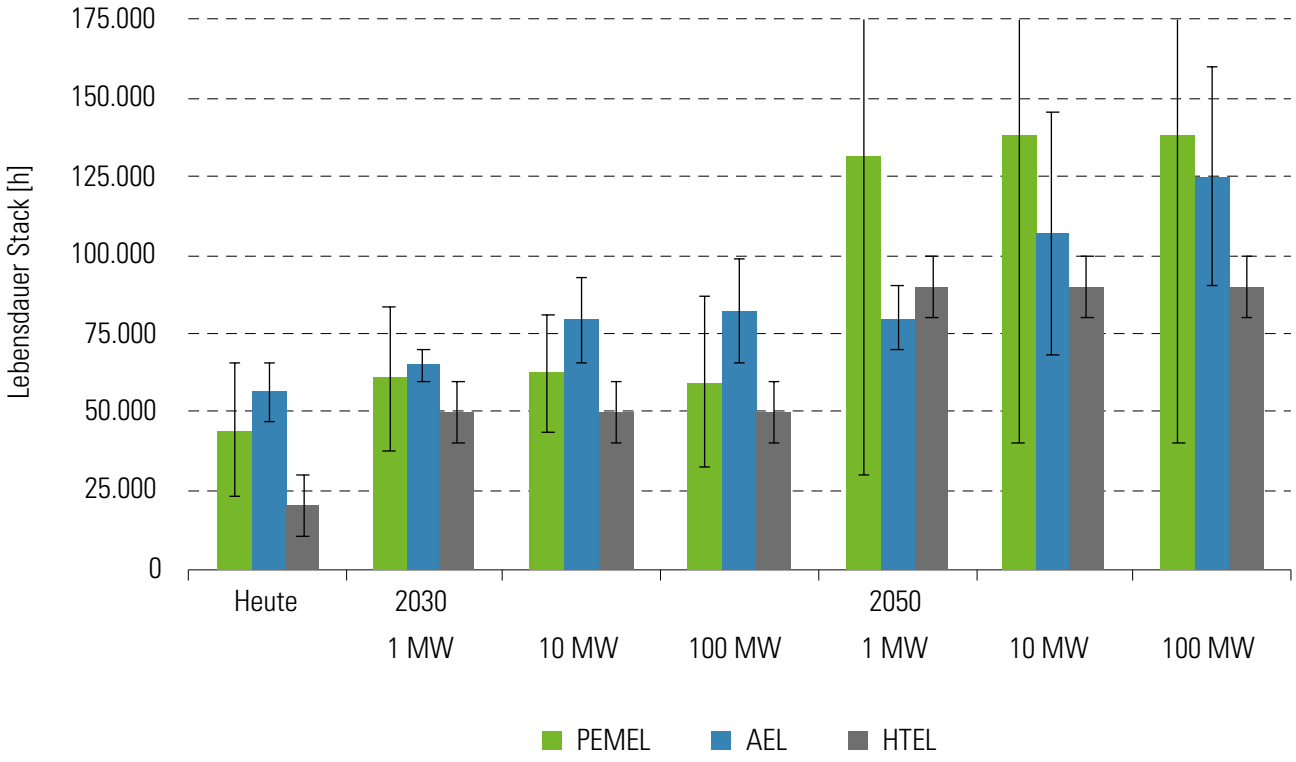


Abbildung 4-9 zeigt die Prognose für die Lebensdauer auf Stackebene. Vor allem für die HT-Elektrolyse wird noch ein erhebliches Verbesserungspotenzial gesehen. Verglichen mit den erzielten Fortschritten für HT-Brennstoffzellen überrascht diese Prognose nicht, wird aber wahrscheinlich sehr stark von der späteren Betriebsweise im System abhängen. Auch für die PEM-Elektrolyse wird langfristig noch ein erhebliches Potenzial gesehen. Jedoch weicht auch hier die Einschätzung der verschiedenen Akteure stärker voneinander ab, wie die Standardabweichung deutlich macht. Die Werte für das Jahr 2050 lassen sich so nicht durch die Literatur bestätigen und sind ein Indiz dafür, dass die möglichen Maßnahmen noch bei Weitem nicht ausgeschöpft sind. Die Lebensdauer der alkalischen Elektrolyse wird in den Rückmeldungen eher konservativ eingeschätzt, Die Autoren sehen jedoch die Lebensdauer der alkalischen Elektrolyse auch zukünftig mindestens gleichwertig zur PEM-Elektrolyse.

Die Rückmeldungen zur Zyklenfestigkeit zeigen kein einheitliches Meinungsbild und werden deshalb hier nicht wiedergegeben. Die Lebensdauer der Systeme wird für alle Technologien mittelfristig mit 20 bis 30 Jahren und langfristig teilweise sogar mit bis zu 40 Jahren für die alkalische Elektrolyse angegeben, siehe auch Anhang A.2

4.3 Ökonomische Leistungsparameter

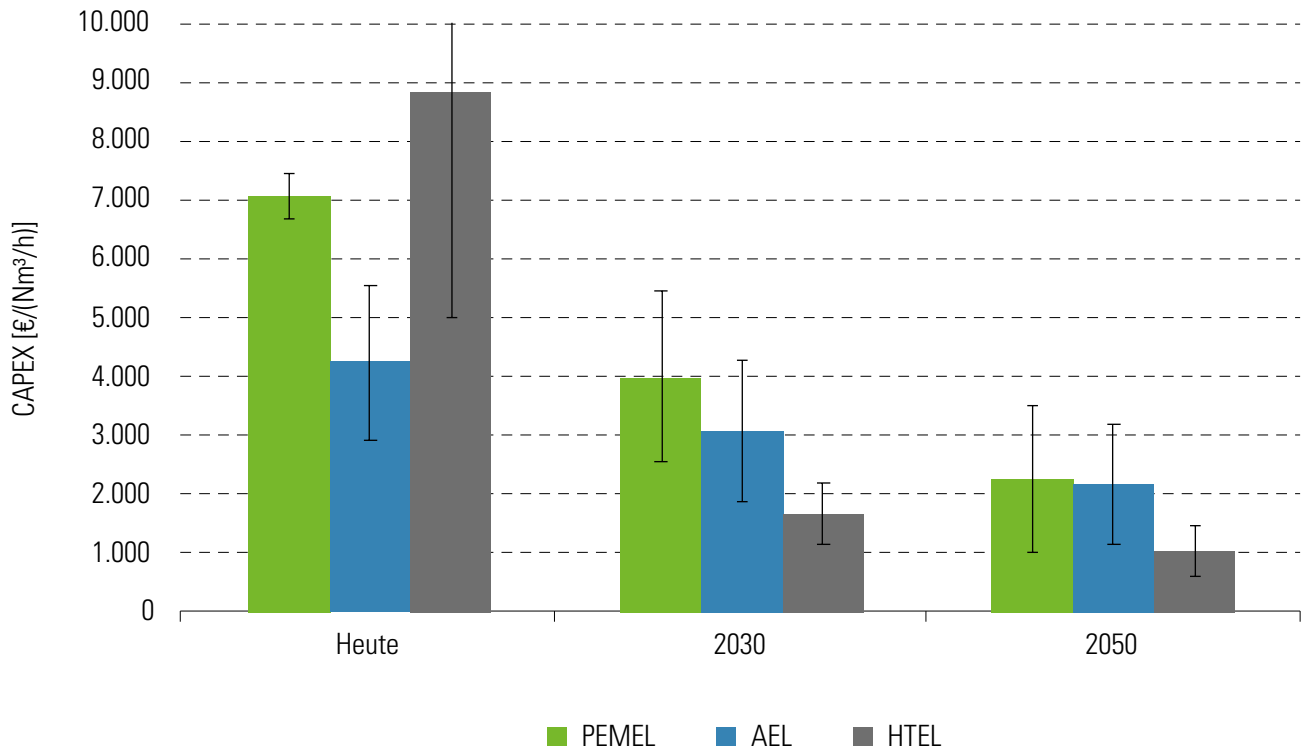
4.3.1 Herstell- und Betriebskosten

Von zentraler Bedeutung für die künftige Wirtschaftlichkeit von EL-Systemen sind neben den Strombezugskosten auch die Herstellkosten (CAPEX). Bewusst wurde in der Umfrage nicht nach den auf die Anschlussleistung bezogenen spezifischen Investitionskosten [€/kW] gefragt, sondern die Herstellkosten relativ zur Wasserstoffproduktionsrate [€/(Nm³/h)] erhoben, welche in der Regel für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entscheidend sind. Die [€/kW]-Werte sind jedoch für die Parametrierung der Szenarien in Abschnitt 5 notwendig und werden daher anhand der Wirkungsgrade, wie in den Fragebögen angegeben, errechnet und sind in Abbildung A5 im Anhang zu finden.

Insgesamt deckt sich das Bild aus den Rückläufen weitgehend mit den Einschätzungen aus aktueller Literatur zur Kostenentwicklungen in den AEL- und PEMEL-Technologien [31–33]. Für die HT-Elektrolyse sind Einschätzungen zu zukünftigen Kosten dagegen nach wie vor mit deutlich höherer Unsicherheit behaftet als dies die Rückläufe in der Umfrage suggerieren.

In Abbildung 4-10 sind die Rückläufe zu heutigen und künftigen Systemkosten der Wasserelektrolyse dargestellt. Da für künftige Systemkosten nicht ausreichend differenzierte Abschätzungen nach Systemgröße (1 MW, 10 MW, 100 MW) eingegangen sind, werden in Abbildung 4-10 für die Jahre 2030 und 2050 jeweils die Mittelwerte der Rückmeldungen über alle Größenklassen herangezogen.

Abbildung 4-10: CAPEX entsprechend der Umfragerückläufe

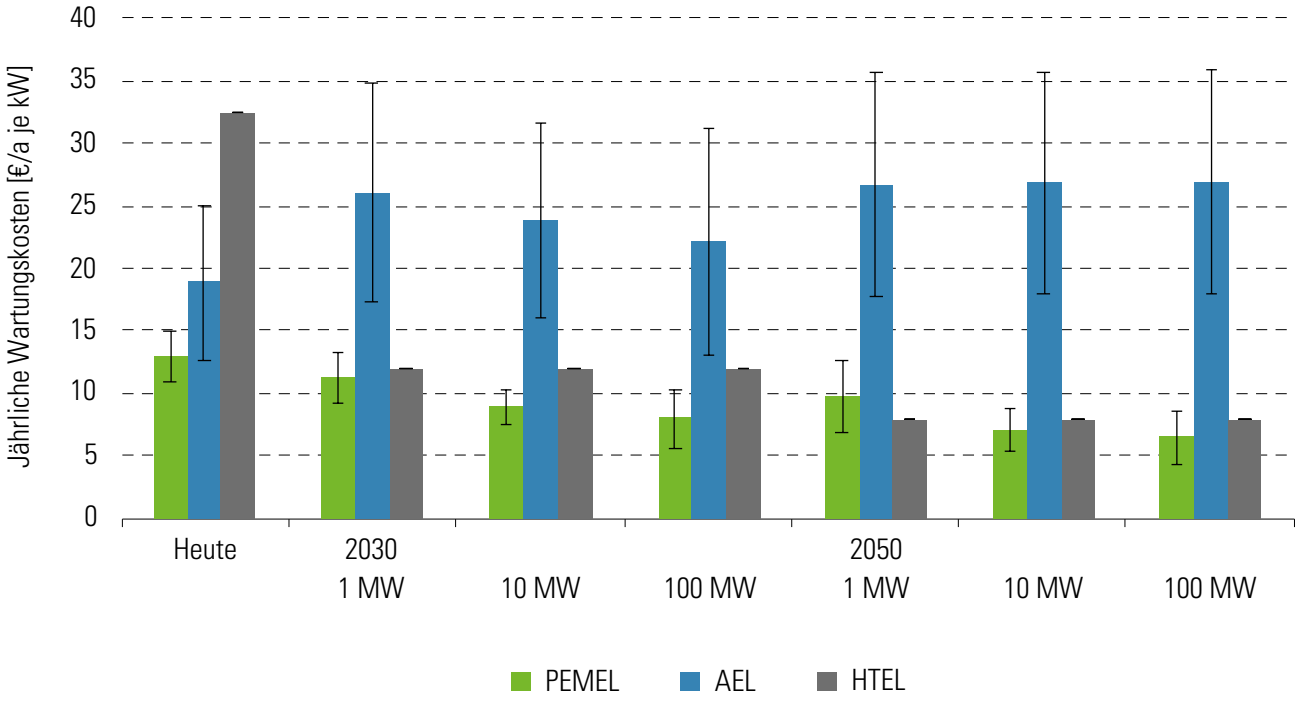


Im Fragebogen wurde auch abgefragt, auf welche Produktionsvolumen sich künftige Kosteneinschätzungen beziehen. Dies trägt der Überlegung Rechnung, dass Elektrolysesysteme nicht nur mit der Zeit durch die Weiterentwicklung der Technologie günstiger werden, sondern sich Herstellkosten vor allem reduzieren, wenn die jährlich gebaute Menge an Anlagen bzw. Leistung zunimmt (Skaleneffekte in der Produktion). Die hierbei eingegangenen Datenpunkte reichen jedoch nicht aus, um beide Größen (Kosten und Produktionsmenge) in Relation zu setzen.

Damit beinhalten die projizierten Herstellkosten (CAPEX) in Abbildung 4-10 gewisse Unsicherheiten. Es bestätigen sich anhand der Umfrageergebnisse jedoch Trends, die auch in früheren Untersuchungen und Kostenmodellierungen zu finden sind:

- Die alkalische Elektrolyse ist bereits heute vergleichsweise kostengünstig verfügbar und kann ihre Vorteile insbesondere bei größeren Anlagen der 10 MW-Klasse oder höher ausspielen. Langfristig werden bei der AEL-Technologie nur geringe Kostenreduktionen durch begrenzte Skaleneffekte erwartet, da die Technologiereife wenig Raum für fundamentale Kosteneinsparungen lässt. Aus Sicht der Autoren sind die langfristigen Herstellkosten in der Umfrage trotzdem als zu konservativ abgeschätzt, da bereits heute einzelne Hersteller angeben, große Anlagen in diesem Kostenrahmen realisieren zu können.
- Bei der PEM-Elektrolyse steht die Kommerzialisierung großer Systeme dagegen noch am Anfang, so dass noch von erheblichen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen werden kann. Mittelfristig wird mit vergleichbaren Herstellkosten wie bei der alkalischen Elektrolyse gerechnet. Voraussetzung hierfür ist aber ein entsprechender Ausbau der PEM-Elektrolyse in den nächsten Jahren. Dies muss trotz vorerst höheren Kosten gegenüber der AEL-Konkurrenz erfolgen, um die Kostensenkungspotenziale auch realisieren zu können.
- Langfristig wird der PEM-Technologie das Potenzial beigemessen, sogar günstiger in der Herstellung als die alkalische Elektrolyse zu sein. Wesentliche Argumente hierfür sind die kompaktere Bauart mit weniger spezifischem Materialeinsatz, deutlich höhere Stromdichten und – im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse – einfachere Systemtechnik. Es sei hierbei kritisch angemerkt, dass dies wiederum von der Systemgröße und den Betriebsdruck abhängt.
- Der HT-Elektrolyse wird das Potenzial zugeschrieben, eine disruptive Technologie zu sein, welche noch bedeutenden Raum für Kostenreduktion aufweist. Da sich die HTEL-Technologie aber noch in einer Frühphase der Kommerzialisierung befindet, stützen sich Angaben und Einschätzungen zu den Kosten zwangsläufig auf nur wenige Quellen, bzw. Rückläufe im Rahmen der Umfrage. Dementsprechend ist bei der HT-Elektrolyse die Unsicherheit der Technologiefortschreibung am höchsten und es lassen sich aus Sicht der Autoren wenige Indizien finden, die eine solche massive Kostenreduktion in Relation zu den NT-Systemen stichhaltig begründen.

Abbildung 4-11: Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten (fixe OPEX) entsprechend Umfragerückläufen und umgerechnet in [€/a je kW]



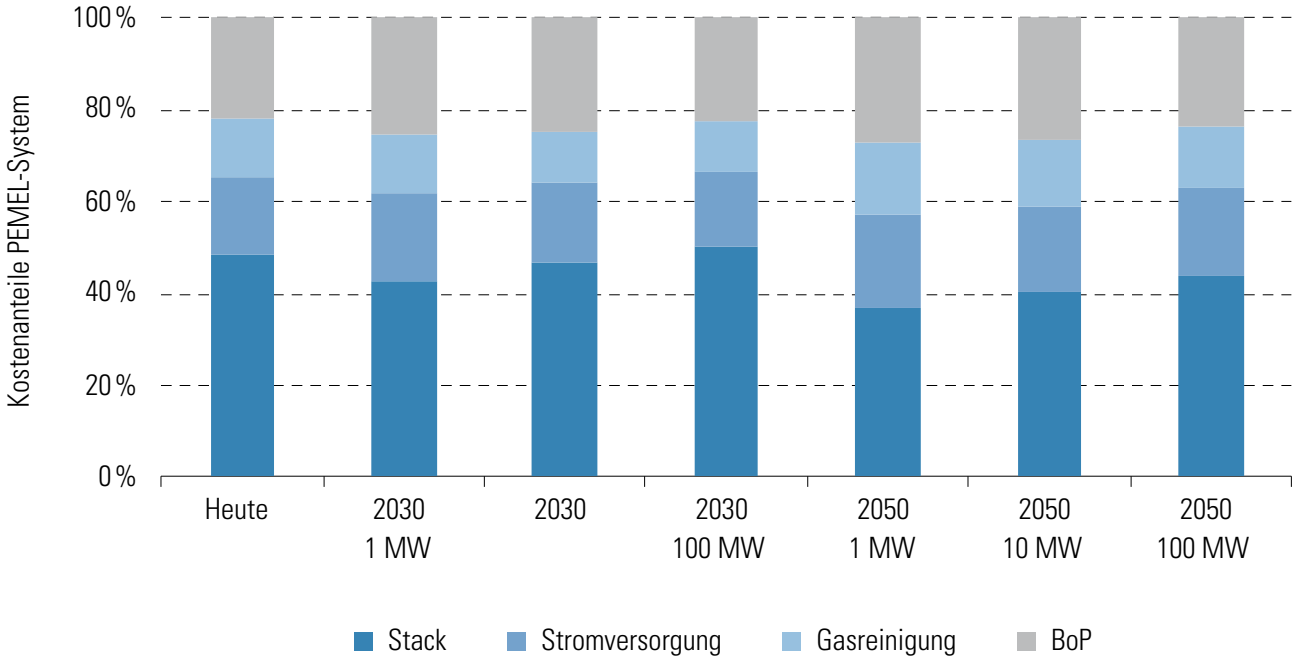
Die Betriebskosten von Elektrolyseanlagen werden in der Regel von den Strombezugskosten dominiert, welche auch als variable Betriebskosten bezeichnet werden. Daneben gibt es laufende Kosten für Wartung und Instandhaltung, welche als fixe Betriebskosten zusammengefasst werden. In manchen Betrachtungen werden dazu auch reguläre Stack-Erneuerungen mit in die Betriebskosten eingerechnet. Diese Austauschintervalle sind aber abhängig von den Betriebsstunden, bzw. der Erreichung der Stacklebensdauer, weshalb dieser Aspekt in der vorliegenden Studie separat behandelt wird. Die in Abbildung 4-11 dargestellten Werte zeigen den Rücklauf aus den Fragebögen. Ein relativ eindeutiges Bild zeigt sich hier für die PEM-Elektrolyse, die als wartungsarm gegenüber der alkalischen Elektrolyse gesehen wird, was aufgrund der einfacheren Systemführung und Abwesenheit eines flüssigen Elektrolyten auch stichhaltig erscheint. Bei der alkalischen Elektrolyse variieren die Einschätzungen, was wohl auch dem Umstand Rechnung trägt, dass AEL-Systeme unterschiedlich konfiguriert werden können, um die Betriebskosten zu optimieren. Generell ist anzumerken, dass auch hier eine gewisse Unschärfe unvermeidbar ist, denn einzelne Akteure beziehen gegebenenfalls unterschiedliche Kosten mit ein. Wird ein Elektrolyseur in einem industriellen Umfeld betrieben, so werden die Kosten für Fachpersonal gegebenenfalls nicht nur durch den Elektrolysebetrieb getragen. Die Annahmen, die jeweils hinter den Einschätzungen stehen, können also nicht bis ins letzte Detail vergleichbar gemacht werden.

Zur HT-Elektrolyse liegen nur wenige Rückmeldungen vor, welche überraschend niedrige Betriebskosten für diese Technologie prognostizieren. Hier sei wiederum angemerkt, dass die Technologie noch in einem frühen Entwicklungsstadium steht und dieses Potenzial noch in der praktischen Anwendung demonstriert werden muss.

4.3.2 Aufteilung Systemkosten

Neben Angaben zum CAPEX und OPEX wurden die Unternehmen auch gebeten, den Kostenanteil der wesentlichen Komponenten an den System- und Stackkosten zu benennen. Zwar besteht auch hier eine gewisse grundlegende Unschärfe, da je nach Designkonzepten eine unterschiedliche Gewichtung innerhalb der einzelnen Technologien und Größenklassen denkbar ist. Dennoch konnte ein grundlegender Trend durch die Umfrageergebnisse bestätigt werden: Bei den Stackkosten der PEM-Elektrolyse werden noch deutliche Einsparungen erwartet, vgl. mit Abbildung 4-12. Der Anteil der Stacks an den Systemkosten verliert zudem auch relativ zu den anderen Kostenbestandteilen an Gewicht. Zugleich wird die Stromversorgung inkl. Transformatoren und Gleichrichtern in den künftigen Systemkosten deutlicher ins Gewicht fallen, da diese weniger Kostensenkungspotenziale aufweisen als die anderen Komponenten, wie durch die Autoren auch schon in [34] gezeigt wurde. Letztendlich profitieren größere Anlagen der 10 MW- bzw. 100 MW-Klasse von optimierten bzw. zentralisierten BoP-Komponenten (Gas- und Wasseraufbereitung, Kühlung, etc.), sowie kostengünstigeren, größeren Transformatoren und Gleichrichtern. Stacks selbst sind aber auch bei großen Anlagen auf eine bestimmte Leistung limitiert (auch zukünftig nur einstelliger Megawatt-Bereich erwartet) und werden modular ergänzt („numbering up"), um größere Systemleistungen zu erreichen. Dementsprechend nimmt der relative Anteil der Stackkosten gegenüber den anderen Komponenten wieder zu, je größer die Anlage wird.

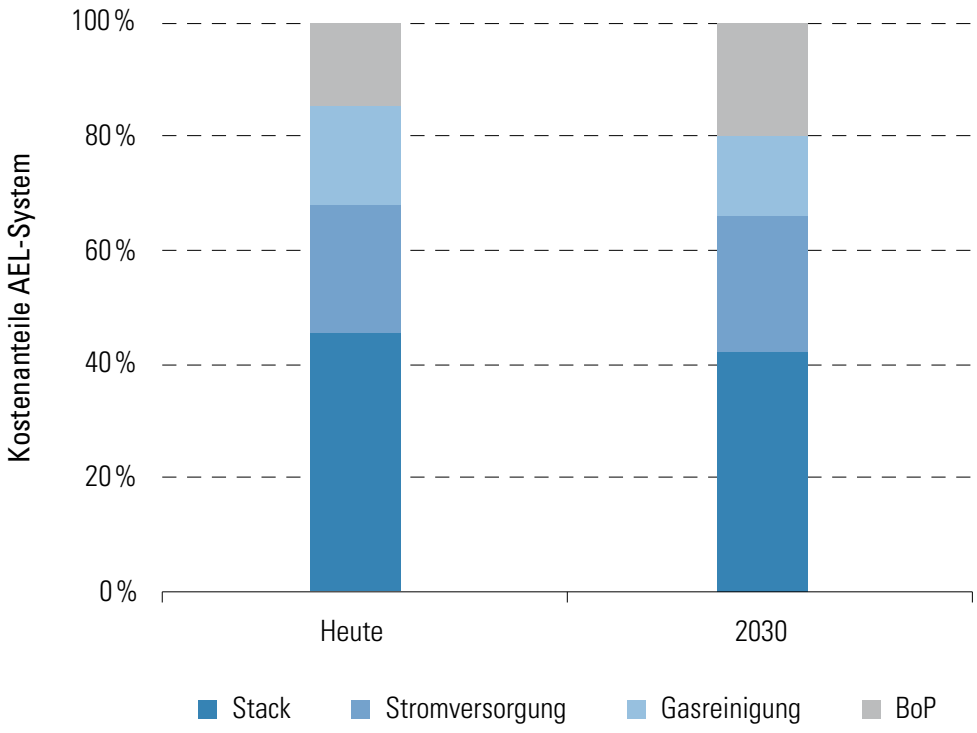
Abbildung 4-12: Anteile wesentlicher Komponenten der PEM-Elektrolyse an den Gesamtkosten des Systems entsprechend Umfragerückläufen



Zur AEL-Kostenaufteilung gingen nur wenige Rückmeldungen ein, so dass eine aussagekräftige Zusammenstellung nur für die Größenklasse 10 MW für den Zeithorizont des Jahres 2030 möglich ist. Die Kostenanteile verschieben sich hier weniger stark als im Fall der PEM-Elektrolyse. Dies wird damit erklärt, dass die Technologie bereits heute recht ausgereift ist. Kostenreduktionen finden daher bei allen Komponenten mehr oder minder gleichmäßig statt, sobald größere Mengen nachgefragt und hergestellt werden. Je nachdem, wieviel Spielraum im Einzelfall noch bei der Stromdichte gesehen wird, vgl. mit Abbildung 4-7, könnten die Stackkosten jedoch auch noch stärker an Gewicht verlieren als in Abbildung 4-13 dargestellt.

Aufgrund der wenigen Rückmeldungen zur HT-Elektrolyse war eine belastbare Auswertung der Kostenanteile nicht möglich. Das Meinungsbild der Akteure in dieser Technologie stellt sich derzeit grob so dar, dass die Stackkosten und die Stromversorgung in etwa jeweils 30 % der Systemkosten ausmachen. Gasreinigung und weitere Peripheriekomponenten, die hier auch Wärmetauscher und Heizelemente einschließen, tragen in Summe zu den verbleibenden 40 % bei. Interessanterweise wird nicht erwartet, dass sich diese Anteile in der Zukunft verändern werden. Dies lässt darauf schließen, dass die Akteure sich zum einen auf zukünftige Annahmen zur Technologieentwicklung beziehen, zumal es heute auch kaum kommerzielle Bezugsprodukte gibt.

Abbildung 4-13: Anteile wesentlicher AEL-Komponenten an den Gesamtkosten des Systems entsprechend Umfragerückläufen



Weiterhin wird auch keine Verschiebung der Kostenanteile bei größeren Systemen (10 MW und 100 MW) erwartet. Dies unterstreicht die Erwartungshaltung, dass auch langfristig ein modulares Baukonzept nach dem „Numbering-up"-Konzept verfolgt wird, indem bspw. 100 MW-Anlagen durch Flotten vieler kleiner Module bzw. Subsysteme realisiert werden. Das muss nicht nachteilig für die Herstellkosten sein, denn die Automatisierung und Standardisierung entlang der Lieferkette kann davon profitieren, wenn rasch eine hohe Anzahl gleicher Bauteile nachgefragt wird. Somit können Skaleneffekte in den Produktionskosten auch für kleine Systeme erzielt werden.

4.3.3 Aufteilung Stackkosten

Werden die einzelnen Stackkomponenten betrachtet, vgl. mit den Komponentendiagrammen in Abschnitt 4.1, so ergaben die Befragungen eine zumindest tendenzielle Übereinstimmung bei Einschätzungen zu einzelnen Komponenten der alkalischen und PEM-Elektrolyse.

- In der PEM-Elektrolyse wird erwartet, dass die Membran-Elektroden-Einheit auch langfristig 20 – 30 % der Stackkosten ausmachen wird, ausgehend von einem heutigen Anteil von etwa 40 %.
- Bei der alkalischen Elektrolyse werden durchweg den Elektroden wesentliche Stackkostenanteile zugeschrieben.

Da sich die Designvarianten der Stacks aber nach Hersteller stark unterscheiden, ist eine Verallgemeinerung in diesem Bereich immer mit Vorsicht zu betrachten. In der PEM-Elektrolyse können bspw. Stacks durch separate Rahmen gebaut werden, oder die Funktion der Rahmen ist bereits in die Bipolarplatten integriert.

Die wenigen Rückmeldungen zur HT-Elektrolyse lassen leider keine aussagekräftige Aufteilung der Stackkosten zu. Klar ist, dass die wesentlichen Zellkomponenten (Elektrolyt-Elektrodeneinheit, Interkonnektoren) ausschlaggebende Kostenbestandteile sind. Allerdings wird in der HT-Elektrolyse nicht immer scharf zwischen Modul und Stack unterscheiden. Zu den Modulen werden noch weitere Komponenten gerechnet, wodurch die eigentlichen Zellkomponenten dann also weniger ins Gewicht fallen.

4.4 Bewertung der aus den Umfragen ermittelten Leistungsparameter

In den Abschnitten 4.2 und 4.3 erfolgte eine Vorstellung und Diskussion der aus den Fragebögen abgeleiteten technischen und ökonomischen Kenngrößen. Die Erhebung der Kenngrößen dient der Parametrierung der Szenarien in Abschnitt 5.2.2 zur Berechnung des notwendigen Ausbaukorridors für Elektrolyseanlagen. Wie in Abschnitt 5.1.1 ausführlich erklärt wird, sind die Investitionskosten (CAPEX), die

fixen Wartungskosten (M/O), die Lebensdauer und der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad zentrale Eingangsparameter für die Systemsimulation. Gemäß methodischen Ansatz sind hier die Kennwerte aus den Fragebögen zu verwenden. Dies lässt sich jedoch nur bedingt umsetzen, wesentliche Gründe sind:

1. Nach Technologien aufgeteilt, erfolgten in den einzelnen Jahresscheiben teilweise zu wenige Rückläufe, so dass keine belastbaren Datensätze zur Verfügung stehen.
2. Die Fragebögen waren zum Teil unvollständig oder missverständlich ausgefüllt, so dass es zu widersprüchlichen Kennwerten kommt, da teilweise unterschiedliche Annahmen getroffen wurden. Als typisches Beispiel kann hier der H_2-Systemausgangsdruck genannt werden. Teilweise wurde angenommen, dass zum Elektrolysesystem auch ein Niederdruckkompressor gehört, um auf typische Druckbereiche zu kommen.
3. Vor allem für den ökonomischen Teil kamen vereinzelt von der akademischen Seite widersprüchliche Angaben, die stark von der Einschätzung aus industrieller Sicht divergierten. Ebenso wurden seitens der Industrie vereinzelt sehr optimistische Angaben getroffen, die sich mit bisherigen Erkenntnissen aus der Literatur nicht decken.
4. Verspätet zurückgesandte Fragebögen konnten ab einem gewissen Zeitpunkt nicht mehr für die Parametrierung der Szenarien herangezogen werden, wurden aber noch in der Auswertung der Leistungsparameter berücksichtigt, um ein möglichst vollständiges Bild zu ergeben.

Aus diesen genannten Gründen sind die technologiespezifischen Eingangsdaten für die Parametrierung der Szenarien in Abschnitt 5.2.2 soweit angepasst, dass sie ein stimmiges Gesamtbild ergeben. Dies soll beispielhaft anhand der prognostizierten Herstellkosten erklärt werden, siehe Tabelle 4-1.

Tabelle 4-1: Gegenüberstellung der Herstellkosten (CAPEX) aus den Fragebögen und der Eingangsparameter für die Szenarienbetrachtung, alle Werte auf die letzte Zehnerstelle gerundet.

CAPEX in [€/kW]	Fragebögen			Parametrierung		
(Entwicklungspfad)	2017	2030	2050	2017	2030	2050
PEMEL (progressiv)	1.390	490	210	n.v.	n.v.	n.v.
PEMEL (zentral)	1.470	810	510	1.460	810	510
PEMEL (konservativ)	1.540	1.120	800	1.540	1090	770
AEL (progressiv)	620	410	250	n.v.	n.v.	n.v.
AEL (zentral)	920	690	500	700	450	450
AEL (konservativ)	1.220	970	750	1.000	700	650
HTEL (progressiv)	1.350	310	160	n.v.	n.v.	n.v.
HTEL (zentral)	2.300	460	280	1.410	800	550
HTEL (konservativ)	3.250	610	400	n.v.	n.v.	n.v.

n.v. = nicht verwendet in den Szenarien

Für die PEM-Elektrolyse ergeben sich in der Tabelle kaum Unterschiede zwischen den Werten der Fragebögen und der Parametrierung für die Szenarien. Die Differenzen kommen nur durch die nachträgliche Berücksichtigung weiterer Rückläufer für die Fragebögen zustande.

Für den mittleren Entwicklungspfad der alkalischen Elektrolyse ergibt die Auswertung der Fragebögen eine sehr konservative Sichtweise, die sich nicht mit den Interviews und Rechercheergebnissen deckt. Hier wurde beschlossen, die Werte für die Parametrierung dem allgemeinen Sachstand anzupassen. Auch wenn die alkalische Elektrolyse bereits als ausgereifte Technologie gilt, werden sich zukünftig alleine durch Skaleneffekte weitere Kostenreduzierungen erzielen lassen.

Die Entwicklung der zukünftigen HTEL-Herstellkosten wird hingegen in den Fragebögen sehr optimistisch angegeben, was durch das große technologische Potenzial erklärt werden kann. Da jedoch wichtige Kostentreiber wie eingesetzte Materialien, Leistungsdichte, Zelldesign und damit mögliche Herstellverfahren nicht den Schluss zulassen, günstiger als die alkalische Elektrolyse zu werden, sind die Werte für die Parametrierung hochgesetzt worden. Insgesamt soll hierdurch auch der höheren Unsicherheit bei der HTEL-Entwicklung Rechnung getragen werden

Die Gegenüberstellung der ermittelten spezifischen Energieverbräuche aus den Fragebögen und der Eingangsparameter für die Szenarienbetrachtung befindet sich in Tabelle A4 des Anhangs. Hier ergeben sich die Abweichungen für die PEMEL- und AEL-Technologien nur durch die Berücksichtigung nachträglicher Daten aus den Fragebögen. Die Unterschiede wirken sich nur marginal in den Szenarien aus.

Für die HT-Elektrolyse sind in der Parametrierung zu positive Zahlen hinterlegt, da in den Fragebögen anfangs nicht die mechanische Verdichtung auf den angegebenen Systemdruck berücksichtigt wurde. Dies führt zumindest im Szenario S1 zu einer Bevorzugung der HT-Elektrolyse. Im Sinne einer Abschätzung der maximalen Zubauraten an Elektrolyseanlagen ist diese Bevorzugung aber nicht korrigiert worden, vgl. mit Abschnitt 5.

Aufgrund des geringen Einflusses der Abweichungen der fixen Betriebs- und Wartungskosten inklusive Stack-Austausch und der Systemlebensdauer wird an dieser Stelle auf eine weitere Erläuterung der Unterschiede zwischen Umfragerückläufen und verwendeten Parametern in der Modellierung verzichtet.

4.5 Analyse der Akteurslandschaft

Das gestiegene Interesse an der Wasserelektrolyse hat in Summe zu einer dynamischen Entwicklung der Elektrolyseindustrie über nur wenige Jahre geführt, mit der die verfügbare Literatur kaum Schritt halten konnte. Aus diesem Grund wurden ergänzend zur Erhebung der technischen und ökonomischen Kennwerte, siehe Abschnitt 4.2, auch ausführliche Experteninterviews vornehmlich mit Elektrolysesystemanbietern, aber auch Komponentenlieferanten durchgeführt. Sofern einer Nennung der Firma zugestimmt wurde, sind die Interviewpartner im Anhang A.1 aufgelistet. Das sich daraus ergebene Gesamtfazit ist in den folgenden Abschnitten dargestellt.

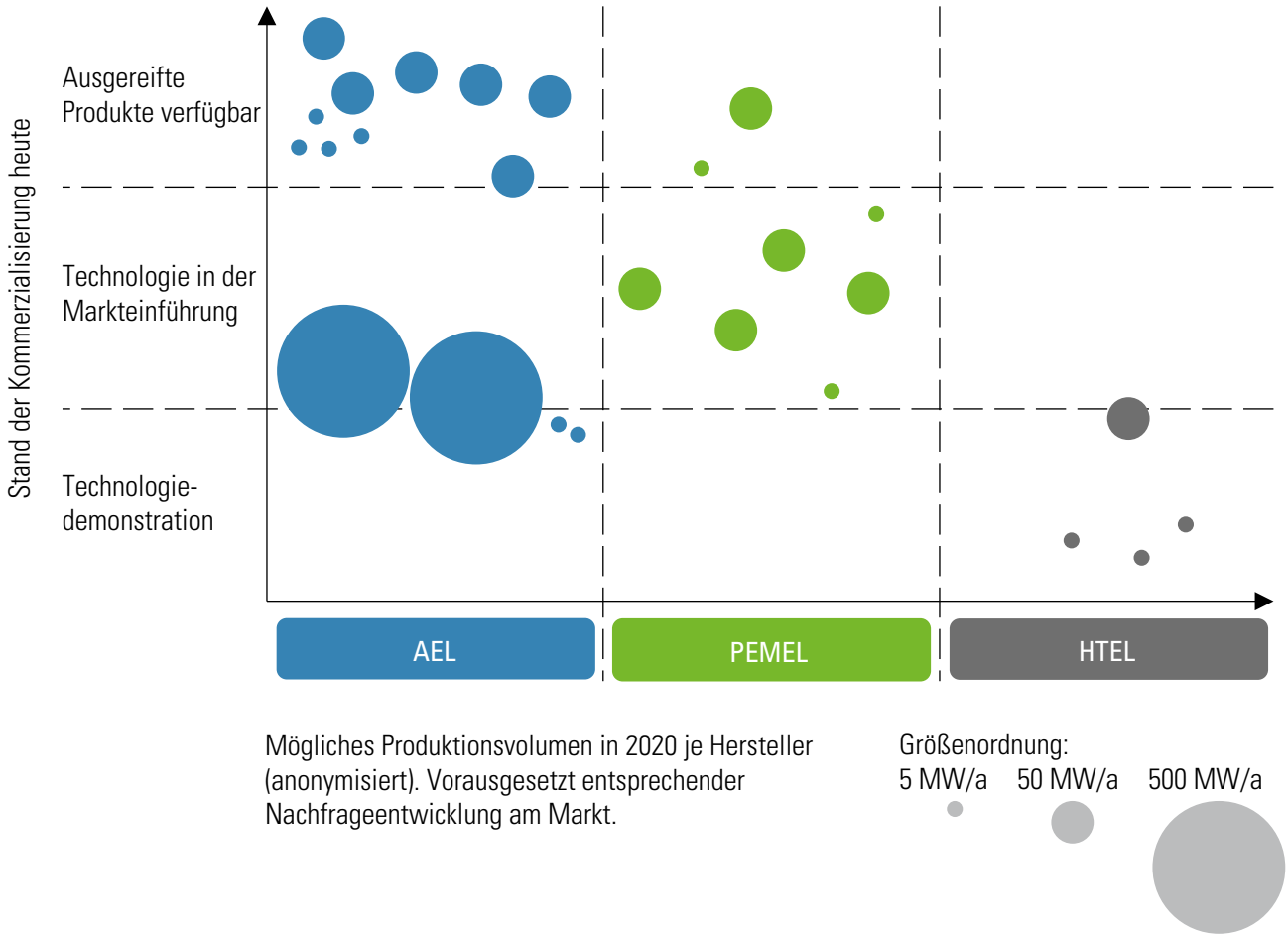
4.5.1 Gesamtbild der Industrie für Wasserelektrolyseure

Basierend auf den durchgeführten Experteninterviews, die nach Einschätzung der Autoren zirka zwei Drittel der weltweiten Wasserelektrolyseanbieter (gemessen an der derzeitigen Produktion) umfassen, können folgende Aussagen bzw. Abschätzungen für die Gesamtindustrie getroffen werden:

- Der Umsatz der Wasserelektrolysehersteller wird auf 100 bis 150 Mio. € jährlich geschätzt.
- Die jährlich verkaufte Kapazität schwankt aufgrund einzelner Großprojekte und deren Verbuchungszeitpunkte. Insgesamt wird aber von einer Größenordnung kleiner als 100 MW weltweit im Jahr 2016 ausgegangen, Tendenz steigend vor allem durch vermehrte Aktivitäten in China.
- Ungefähr 1.000 Mitarbeiter sind bei Systemanbietern direkt beschäftigt. Hinzu kommen Mitarbeiter bei Zulieferern, die aber in der Regel nicht direkt bzw. nicht allein der Wasserelektrolyseindustrie zurechenbar sind.
- Laut Aussagen der Hersteller könnten kurzfristig (bis zum Jahr 2020) weltweit Wasserelektrolyseherstellkapazitäten von ca. 2 GW jährlich aufgebaut werden, vgl. mit Abbildung 4-14. Etwa zwei Drittel davon sind europäischen Firmen zuzuordnen. Dominiert wird das globale Potenzial von Anbietern aus der Chloralkali-Industrie, welche bereits über entsprechende Zulieferketten verfügen, um sehr zeitnah auch Wasserelektrolyse im Großmaßstab anzubieten.

Die Abbildung 4-14 fasst das Gesamtbild der Akteurslandschaft im Bereich Wasserelektrolyse unter Berücksichtigung des technologischen Entwicklungsstand graphisch zusammen.

Abbildung 4-14: Entwicklungsstand verschiedener Elektrolysetechnologien und Charakterisierung der wesentlichen Anbieter je Technologie (anonymisiert)



4.5.2 Struktur der Industrie und Arbeitsweisen

Großanlagen im Megawatt-Bereich werden heute ausschließlich im Projektgeschäft verkauft, sind somit also spezifische Anfertigungen entsprechend Kundenwunsch. Von Beauftragung bis Auslieferung von Anlagen im Multi-Megawatt-Bereich kann typischerweise mit etwa einem Jahr gerechnet werden. Die meisten Hersteller arbeiten jedoch bereits mit weitgehend (firmenintern) standardisierten Produktplattformen, die auf baugleiche Stacks zurückgreifen. Bei kleineren Stacks im Sub-Megawatt-Bereich findet auch Lagerhaltung statt, um bspw. bestehende Industriekunden rasch mit Ersatzkomponenten versorgen zu können.

Anders als in der Brennstoffzellenindustrie stellt der Vertrieb von Stacks jedoch die Ausnahme dar. Nahezu alle Systemanbieter bauen derzeit ihre eigenen Stacks, und bieten diese nicht extern zum Verkauf an.

Die Systemintegration läuft bei den meisten Anbietern derzeit im Werkstattprinzip ab. Einige Akteure verwenden allerdings bereits Ansätze der Serienfertigung, in der das Produkt in der Produktionslinie von Station zu Station wandert (meist als Container auf Rollen). Mehrere Hersteller arbeiten zudem bereits mit einer Vorkonfektionierung der Peripheriekomponenten, andere planen dies für die Zukunft. Wesentliche Schritte der Systemintegration, die bisher nur gering automatisiert sind, werden dabei auch in Zukunft Montagearbeit bleiben.

Die Stackfertigung mit ihrer hohen Anzahl an baugleichen Teilen, die aufeinander gestapelt werden, eignet sich am ehesten für eine Teilautomatisierung. Bislang hat aber keiner der interviewten Hersteller die Schwelle an Produktionsvolumen erreicht, ab der die Investition in solche Teilautomatisierung wirtschaftlich sinnvoll wäre, vgl. auch Abbildung 8-1 in Abschnitt 8.2.2. Auf Seiten einiger Zulieferer von Stackkomponenten wird dagegen bereits teilautomatisiert produziert, bspw. bei Beschichtungsschritten als auch bei der Vereinzelung von Bandwaren.

4.5.3 Fertigungstiefe und Zulieferstruktur

Die auseinanderklaffenden Angaben von derzeitiger Produktion (ca. 100 MW/a) und bestehenden und kurzfristig realisierbaren Produktionskapazitäten (ca. 2.000 MW/a innerhalb einer Vorlaufzeit von zwei bis drei Jahren) resultieren daraus, dass viele Firmen wesentliche Komponenten extern im Auftrag fertigen lassen (können), und diese Zulieferer vergleichsweise flexibel auf eine Nachfrageänderung reagieren können.

Dies unterscheidet sich jedoch zwischen einzelnen Firmen und Technologien. Im Rahmen der heutigen Industriestruktur bestehen kaum Limitierungen bei der Beschaffung von Komponenten für die AEL-Technologie. Auch wird von einer Vielfalt an alternativen Zulieferern berichtet, die zeitnah die Produktion von Komponenten entsprechend der Vorgaben der Systemhersteller aufnehmen könnten, sollten Lieferengpässe bei bestehenden Zulieferern entstehen.

Bei der PEM-Elektrolyse konzentriert sich das Know-How dagegen tendenziell noch auf wenige Akteure. Zum einen sind dies die Systemanbieter selbst, die vergleichsweise stark vertikal integriert sind, d. h. viele Fertigungsschritte bei Stackkomponenten selbst durchführen (z. B. eigene Katalysatorbeschichtung der zugekauften Membran). Zum anderen bieten weltweit nur wenige Zulieferer erfolgreich Schlüsselkomponenten wie Membrane oder Membran-Elektroden-Einheiten (engl. membrane electrode assembly, MEA) an. Letztere besitzen somit eine entsprechende Marktmacht, was sich für die Systemhersteller nachteilig auf Lieferfristen und gegebenenfalls auch auf die Preisbildung auswirken kann.

Bei der HTEL-Technologie besteht zwar durchaus eine gewisse Vielfalt an Zulieferern, die üblicherweise Komponenten für die Hochtemperatur-Brennstoffzelle liefern. Allerdings werden HTEL-Systeme noch in so geringer Stückzahl produziert, dass noch nicht von einer etablierten Lieferkette gesprochen werden kann.

Über die drei Technologien hinweg wird deutlich, dass die Stromversorgung (Transformatoren und Gleichrichter) die Systemkomponente mit den längsten Vorlaufzeiten (bei Multi-Megawatt-Anlagen bis zu einem Jahr) darstellen kann. Bei einer zukünftig höheren Nachfrage nach großen Elektrolysesystemen ist aber so oder so zu erwarten, dass auch eine gewisse Standardisierung möglich ist, und die Verhandlungsposition der derzeit überwiegend kleinen Elektrolysefirmen bei diesen Zuliefern gestärkt werden wird.

4.5.4 Zukünftiges Wachstum und weitere Industrialisierung

Insgesamt wachsen die Firmen und deren Produktionskapazitäten mit der Marktentwicklung. Eine Produktionserweiterung kommt für die Akteure also nur in Frage, wenn die Auftragsbücher entsprechend gefüllt sind. Die meisten Systemanbieter sind mittelständische Firmen, deren Mittel für Fertigungserweiterungen und teure Weiterentwicklungen begrenzt sind. Deren Geschäftsplanung orientiert sich somit in erster Linie an der derzeitigen Nachfrage. Für eine sukzessive Hochskalierung der Industrie wäre daher Planungssicherheit über die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, welche die Marktentwicklung beeinflussen, wünschenswert. Anders als bspw. bei der Brennstoffzellenmobilität fehlen in der Elektrolysebranche Zugpferde wie Automobilhersteller und Mineralölfirmen, die aus strategischen Überlegungen heraus bei der Marktaktivierung in Vorleistung gehen können bzw. die dies derzeit tun.

Insgesamt ergibt sich aus den Interviews ein umfassendes Stimmungsbild zu zukünftigen Herausforderungen in Bezug auf die weitere Industrialisierung bzw. Hochskalierung der Elektrolyseindustrie. Die Aussagen dienen zusätzlich als wertvolle Inputs für die nachfolgende Nutzwertanalyse als auch für die Ermittlung des Handlungsbedarfs in Abschnitt 8.

4.6 Nutzwertanalyse zur Identifikation kritischer Komponenten

Anhand einer Nutzwertanalyse (NWA) werden im folgenden Abschnitt jeweils jene Komponenten identifiziert, die mit Blick auf die zukünftige Industrialisierung der Wasserelektrolyse bzw. massive Steigerung des Bedarfs mit kosten- und mengenmäßig kritischen Herstellungsprozessen verbunden sind. Die Nutzung der NWA-Methode ermöglicht eine Bewertung der einzelnen Komponenten anhand verschiedener Kriterien – mit dem Ziel, die einzelnen Komponenten zu vergleichen und ihre Kritikalität systematisch einzuschätzen.

Die Nutzwertanalyse vergleicht unterschiedliche monetäre und nicht monetäre Größen analytisch auf einer Kardinalsskala. Mit Hilfe des Ansatzes können entscheidungsrelevante Kriterien durch ein Punktesystem in Bezug auf ein multidimensionales Zielsystem bewertet werden [35, 36]. Dabei werden einzelnen Bewertungskriterien numerische Werte in Abhängigkeit der Zielerreichung zugeordnet. Das Entscheidungsmodell ergibt sich daraufhin aus der Summe von Wertungen, welche nach Priorität durch Skalierungsfaktoren gewertet werden. Durch Addition der dimensionslosen Gesamtwerte ist die Erzeugung einer Ordnung verschiedener Alternativen möglich. Auf diese Weise lassen sich komplexe Entscheidungszusammenhänge strukturieren und eine Priorisierung im Hinblick auf unterschiedliche Kriterien durchführen.

Für die Durchführung einer Nutzwertanalyse existieren in der Literatur diverse Vorgehensweisen, u. a. [37–40]. Im Rahmen der vorliegenden Studie dient die Nutzwertanalyse als Instrument zur Identifikation der kritischen Komponenten der zuvor entwickelten Komponentendiagramme je Elektrolysetechnologie, vgl. mit Abschnitt 4.1.

4.6.1 Definition der Kriterien und des Bewertungsmaßstabs

Die Definition von drei Primär- und zwölf Sekundärkriterien in Abstimmung zwischen dem Konsortium und der NOW unterstützt die Strukturierung der Analyse. Die übergeordneten Kriterien unterscheiden nach Komponenten/Halbzeugen/Material, Prozess/Produktionstechnik und Unternehmen. Ihnen untergeordnet sind jeweils eine Reihe von Sekundärkriterien, u. a. Komplexität der Komponente, Substituierbarkeit, Skalierbarkeit und Standardisierbarkeit. Zur Spezifizierung der Sekundärkriterien ist jeweils eine Frage formuliert, die ausschließlich mit Ja oder Nein zu beantworten ist. Entsprechend ergibt sich ein binärer Bewertungsmaßstab. Für die Durchgängig-

keit des binären Bewertungsmaßstabs ist es erforderlich, dass die Beantwortung der Frage bzw. eines Kriteriums mit „Nein" den Wert „0" bedeutet und mit „Ja" den Wert „1". Dieses Vorgehen resultiert zum Teil in der Definition verneinter Fragen. Tabelle 4-2 veranschaulicht das Vorgehen.

Tabelle 4-2: Kriterien der Nutzwertanalyse

Primär	Sekundär	Frage
Komponenten/Halbzeuge/Material	Komplexität	Ist die Komponente komplex?
	Standardisierung	Es ist keine Standardisierung der Komponenten / Halbzeug / Material möglich?
	Konzentration	Existiert eine unnatürlich hohe Konzentration in der Lieferkette?
	Substituierbarkeit	Komponente/Halbzeug/Material kann nicht durch alternative Produkte ersetzt werden?
	Entwicklungsbedarf	Besteht fundamentaler Entwicklungsbedarf damit Komponente Anforderungen erfüllt?
	Kosten	Ist der Anteil an den Systemkosten hoch (mehr als 20 %)?
Prozess/Produktionstechnik	Skalierbarkeit	Skalierbarkeit des Fertigungsprozesses (Massen-/Serienfertigung) ist nicht möglich?
	Standardisierung	Herstellungsprozess der Komponente ist kein Standardprozess?
	Fertigungsprinzip	Es sind keine anderen Fertigungsprinzipien außer Werkstättenprinzip möglich?
	Automatisierbarkeit	Fertigungsprozess ist nicht automatisierbar?
Unternehmen	Investitionsbedarf	Investitionsbedarf in den Prozess ist so groß, dass eine Amortisationszeit von fünf Jahren überschritten wird?
	Auslastung	Sind Unternehmen nahezu vollständig ausgelastet?

Als „kritisch" werden diejenigen Komponenten mit den höchsten Gesamtpunktzahlen bezeichnet.

4.6.2 Gewichtung der Kriterien

Ebenso wie für die Kriterien basiert auch die Definition einer entsprechenden Gewichtung auf der Einschätzung des Projektteams und der NOW. Die Sichtung der definierten Kriterien verdeutlicht, dass einzelne Kriterien einen größeren Einfluss auf die zukünftig erforderlichen Fertigungskapazitäten haben können. Bspw. wird eine geringe Anzahl von Lieferanten (monopolistische oder oligopolistische Marktstrukturen) für eine spezifische Komponente kritischer eingeschätzt als die Tatsache, ob eine Komponente standardisiert ist oder nicht. Bei Komponenten, die aktuell nur durch sehr wenige Lieferanten am Markt angeboten werden, ist bei einem zunehmenden Bedarf an Wasserelektrolyseuren mit Lieferengpässen zu rechnen. Vor diesem Hintergrund erhält das Kriterium Konzentration den Faktor 2 als Gewichtung. Insgesamt erhalten sechs Kriterien eine zweifache Gewichtung: Konzentration in der Lieferkette, weiterer fundamentaler Entwicklungsbedarf, Kosten der Komponente, Skalierbarkeit des Fertigungsprozesses, Automatisierbarkeit des Fertigungsprozesses und der Investitionsbedarf. Alle anderen Kriterien gehen mit dem Faktor 1 in die Gesamtbewertung ein. Daraus ergibt sich eine maximale Punktzahl von 18 Punkten.

4.6.3 Durchführung und Auswertung der NWA

Da die alkalische und PEM-Elektrolyse sowie die HT-Elektrolyse über ähnliche Hauptkomponenten und Anlagenperipherie verfügen, werden die Systemkomponenten Thermisches- und Fluidisches Management, Systemsteuerung, Leistungselektronik, BoP-Komponenten (Anlagenperipherie), die Wasserstoffaufbereitung sowie deren Unterkomponenten zunächst für alle drei Technologien identisch bewertet. Aufgrund der technologiespezifischen Anforderungen wird in einem weiteren Schritt für einzelne dieser Komponenten eine individuelle Bewertung vorgenommen, bspw. Thermisches- und Fluidisches Management bei der HT-Elektrolyse. Der Elektrolyse-Stack und die damit verbundenen Unterkomponenten werden für jede Technologie individuell bewertet. Die Ergebnisse der Nutzwertanalyse sind in Tabelle 4-3 aufgeführt. Anhang A.3 gibt auszugsweise eine Kurzzusammenfassung der NWA für die PEM-Elektrolyse wieder.

Anhand der beschriebenen Vorgehensweise wird die Nutzwertanalyse in Anhang A.4 exemplarisch für die Komponente des Zellstapels der PEM-Elektrolyse erläutert.

Die Auswertung der Ergebnisse für die alkalische Wasserelektrolyse erzielt die in Tabelle 4-3 oben dargestellten Ergebnisse. Die anderen Komponenten der alkalischen Elektrolyse erhalten Bewertungen mit Punktzahlen zwischen 0 und 3. Für die weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden daher Diaphragma/Membran, Anode sowie die Kathode als kritische Komponenten definiert. Obwohl die Komponente

der Leistungselektronik mit fünf Punkten höher bewertet ist als die Komponenten Anode und Kathode, wird die Komponente auf Grundlage von Expertenmeinungen in Analogie zu der PEM-Elektrolyse nicht als kritisch angesehen.

Tabelle 4-3: Ergebnisse der NWA (kritische Komponenten)

Technologie	Komponente	Punktzahl
AEL	Diaphragma	6
	Anode	4
	Kathode	4
	Leistungselektronik	5
PEMEL	Stack	7
	MEA	10
	PTL Anode	8
	Bipolarplatte	8
	Beschichtungsmaterial BPP	7
	Membran	8
HTEL	Stack	9
	EEA	9
	Interkonnektor	10
	Festelektrolyt	9
	Anode	9
	Kathode	9
	Thermisches und fluidisches Management	9

Die Bewertung der PEM-Elektrolyse führt zu einer hohen Bewertung von insgesamt sechs Komponenten, siehe Tabelle 4-3. Die anderen Komponenten erhalten mehrheitlich eine niedrigere Punktzahl zwischen null und sechs Punkten. Auf Basis der Ergebnisse wird für die weiteren Untersuchen die Membran-Elektrodeneinheit (MEA) sowie die Membran selbst, die anodenseitige PTL, die Bipolarplatte sowie das Material für deren Beschichtung als kritische Komponenten definiert. Bei der Betrachtung der kritischen Komponenten der alkalischen Elektrolyse im Vergleich zu denen der PEM-Elektrolyse fällt auf, dass erstere generell geringere Punktzahlen aufweisen. Dies kann u. a. darauf zurückgeführt werden, dass bei den kritischen Komponenten der PEM-Elektrolyse stets noch ein Entwicklungsbedarf gesehen wird, bei den kritischen Komponenten der alkalischen Elektrolyse hingegen nicht. Diese Bewertung kann auf den allgemeinen Reifegrad der Technologien zurückgeführt werden. PEM-Elektrolyseure der Megawatt-Klasse befinden sich häufig noch als Prototypen im Einsatz, wohingegen die alkalische Elektrolyse bereits über einen längeren Zeitraum kommerziell genutzt wird.

Die Bewertung der Komponenten der HT-Elektrolyse definiert zunächst sieben kritische Komponenten. Die im Vergleich zu den anderen Technologien hohe Punktezahl der kritischen Komponenten kann wiederum auf den Reifegrad der Technologie zurückgeführt werden. Im Gegensatz zu der PEM-Elektrolyse und der alkalischen Elektrolyse ist die HT-Elektrolyse vergleichsweise unausgereift. Dies hat zur Folge, dass bei einem Großteil der Komponenten noch erheblicher Entwicklungsbedarf gesehen wird.

Für alle drei Technologien kann aus den Ergebnissen der Nutzwertanalyse abgeleitet werden, dass die Kriterien, die sich auf die Prozess- und Produktionstechnologie beziehen, als generell unkritisch bewertet werden. D. h. die Prozess- und Produktionstechnologie wird mit Blick auf eine Steigerung der Fertigungsmengen als wenig prekär angesehen. Diese Erkenntnis wird auch durch die geführten Interviews bzw. Expertenbefragung, siehe Abschnitt 4.5, bzw. durch die tiefergehende Analyse der Herstellungsverfahren in Abschnitt 7 bestätigt.

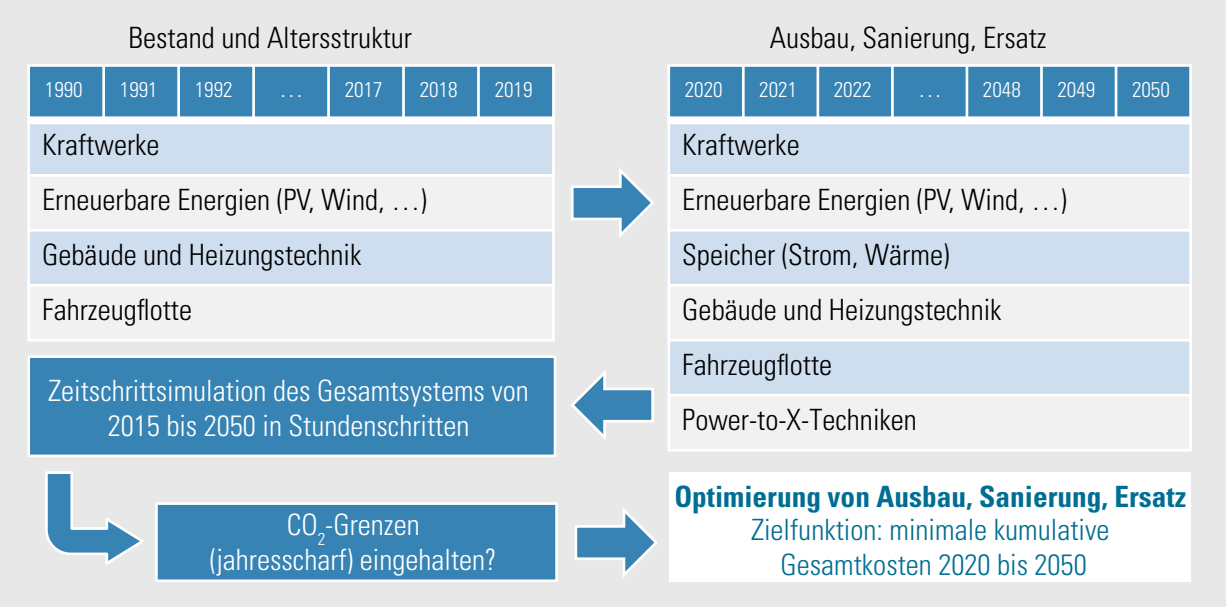
Überraschenderweise werden ebenfalls die aktuellen Fertigungskapazitäten bei den EL-Herstellern (Auslastung der Produktion) als unkritisch bewertet, sowohl durch die Nutzwertanalyse als auch die Experteninterviews. Eine Ausnahme bildet hier die HT-Elektrolyse. Die Bewertung in der Nutzwertanalyse zeigt, dass für die Hauptkomponente (Hochtemperatur-Festoxid-Zellenstapel) die Fertigungskapazitäten weitestgehend erschöpft sind bzw. die Produktion ausgelastet ist. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass derzeit nur ein Hersteller bekannt ist, der entsprechende Anlagen als frühkommerzielle Systeme im Einsatz hat. Aus den Diskussionen im Rahmen der Nutzwertanalyse und der entsprechenden Bewertung kann die Konzentration in der Lieferkette, also eine sehr geringe Anzahl an Lieferanten für spezifische Komponenten, als kritische Randbedingung für eine zukünftig erforderliche Steigerung der Produktionsmenge identifiziert werden.

5 Quantifizierung des Bedarfs an Elektrolyseuren mit der Systemmodellierung REMod-D

5.1 Das Programm REMod-D

Die Quantifizierung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs nach Sektoren erfolgt aus Szenarienbetrachtungen mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten Modell REMod-D [19, 28]. Entwickelt wurde dieses Tool, um technisch und ökonomisch sinnvolle Transformationspfade des deutschen Energiesystems zu identifizieren. Das Ziel der Berechnungen ist es dabei für jedes durch Randbedingungen und Parameter definiertes Szenario einen kostenoptimierten Transformationspfad des heutigen Systems hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu bestimmen, wobei die Obergrenzen erlaubter CO_2-Emissionen in jedem Jahr eingehalten werden. Mittels Simulation und Optimierung werden alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so dimensioniert, dass in jeder Stunde eines jeden Jahres die Energiebilanzen für das Gesamtsystem und jedes Subsystem kostenoptimal erfüllt werden, vgl. mit Abbildung 5-1.

Abbildung 5-1: Schematischer Aufbau des Modells REMod-D



Als Stromerzeuger sind konventionelle Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke, ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen (H_2, CH_4), Kraft-Wärmekopplungsanlagen und Gas- und Dampfkraftwerke implementiert. Erneuerbarer Strom kann im Modell aus Windkraftanlagen (onshore und offshore), Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden.

Wasserstoff kann im Verkehr, der Industrie (stofflich oder energetisch zur Erzeugung von Prozesswärme) oder in Gebäuden (mittels H_2-Brennstoffzellen) genutzt werden. Neben der Einspeisung ins Erdgasnetz besteht zudem die Möglichkeit, Wasserstoff als Rückverstromungsoption in Gasturbinen (H_2-GT) zu nutzen. Ferner kann über die Methanisierung auch synthetisches Erdgas in Gasturbinen (CH_4-GT) rückverstromt werden.

Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert.

Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen (in Fahrzeugen) Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt.

Die Energienachfrage wird in die vier Gruppen Verkehr, Strom, Wärme und Industrie unterteilt. Hierbei wird der Verkehrssektor im Detail durch PKW und LKW mit jeweils sieben Fahrzeug- bzw. Antriebskonzepten und einer Nachfrage nach mechanischer Energie zur Fortbewegung abgebildet. Rein bilanziell, d. h. nicht zeitlich aufgelöst, werden die Luft- und Schifffahrt, sowie der brennstoffbasierte Bahnverkehr berücksichtigt. Die Stromnachfrage des Bahnverkehrs ist in der Basisstromlast (s.u.) berücksichtigt. Die Energienachfrage der Industrie ist abgeleitet aus den statistischen Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und bezieht sich auf die brennstoffbasierte Energiebereitstellung für Prozesswärme. Sie wird unterteilt in zwei Temperaturbereiche: kleiner und größer gleich 480 °C.

Die Basisstromlast, d. h., die heute im Netz vorkommende Last exklusive der Stromnachfrage für Wärme und straßengebundenem Verkehr, wird über Lastprofile, basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, abgebildet. Hierin ist auch die Stromnachfrage des Schienenverkehrs abgebildet. Die Stromnachfrage der Industrie ist in der Basisstromlast enthalten.

Der Gebäudesektor ist mit 18 möglichen Heizwärmeversorgungsoptionen und zwei verschiedenen Sanierungsoptionen hinterlegt.

5.1.1 Ausgangslage des Modells

Vor Studienbeginn wurde der dynamische Betrieb von Energiewandlungsanlagen im Modell stark vereinfacht abgebildet. Ziel in dieser Studie war es u. a. den dynamischen Betrieb insbesondere von Elektrolyseuren genauer abzubilden, vergleiche mit dem nächsten Abschnitt.

Im Stromsystem ergibt sich der Abruf bzw. Einsatz einer Technologie dabei maßgeblich gemäß einer empirischen Betriebsführungsreihenfolge, vgl. mit Anhang A.5. Für den Betrieb der Elektrolyse sind hierbei die Betriebszustände „Überschuss“

(Stromüberschüsse aus negativer Residuallast und „Must-Run“ (bedarfsgerechte H_2-Produktion bei leeren Speichern, um Anforderungen der Verbrauchsseite zu erfüllen) möglich. Zur Erhöhung der Volllaststunden der Elektrolyseure können zusätzlich Batterien installiert und bei entsprechenden Zuständen des Stromsystems (kein „Überschuss“) entladen werden. Die Randbedingungen für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs in einem zukünftigen Energiesystem basieren dabei auf den Arbeiten der IEK2050-Studie, vgl. mit Anhang A.7 [29]. Der umfangreiche und für die IEK2050-Studie zusammengetragene Referenzparametersatz wird in den hier durchgeführten Arbeiten übernommen, jedoch um eine genauere Betrachtung der drei Elektrolysetechnologien ergänzt. Es werden sowohl das unterschiedliche Betriebsverhalten als auch unterschiedliche Projektionen der Kosten- und Technologieentwicklung berücksichtigt. Der Marktanteil der einzelnen Elektrolysetechnologien wird in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios als repräsentativer EL-Mix abgebildet und parametriert.

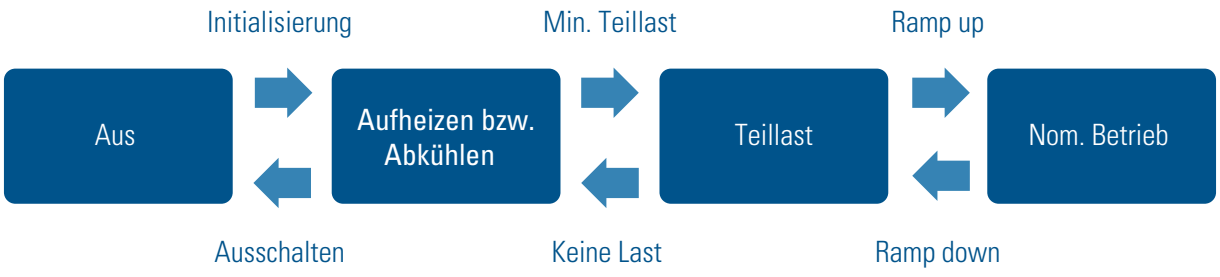
In der Basisparametrierung benötigt das Modell folgende Eingangsgrößen:

1. Spezifische Investitionskosten (CAPEX) des EL-Systems in [€/kW]
2. Nomineller Wirkungsgrad in [%] bezogen auf Heizwert (LHV)
3. Betriebs- und Instandhaltungskosten (M/O) (exklusive Stromkosten) in % der CAPEX pro Jahr (Ersatzkosten für Komponenten wie die Stacks werden über einen Annuitätenansatz integriert)
4. Lebensdauer des Systems in Jahren

5.1.2 Dynamischer Betrieb durch Ramping

Durch eine Modellerweiterung wird in dieser Studie mit dem sogenannten „Ramping“ das dynamische Verhalten der Anlagen detaillierter abgebildet. Bei Aktivierung dieser Option wird der idealdynamische Betrieb durch technologieabhängige Dynamiken ersetzt. Diese Modellerweiterung zielt darauf ab, die Auswirkungen des Hochlaufs der verschiedenen Energiewandler wie Kohlekraftwerke, Gasturbinen, aber auch Elektrolyseure exakter zu erfassen und zu berücksichtigen, dass im Hochlauf bzw. Abschaltvorgang diese Energiewandler einen anderen Wirkungsgrad aufweisen als im Nennbetrieb.

Abbildung 5-2: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Betriebszustände und Zustandsänderungen beim Ramping



Umgesetzt ist das Ramping durch eine Erweiterung der generischen Betriebszustände (neu: Aus, Aufheizen/Abkühlen, Teillast, nominaler Betrieb) und damit einer Berücksichtigung der Zustandsänderungen, vgl. mit Abbildung 5-2. Für die Umsetzung werden sechs weitere Parameter wie folgt definiert.

1. „Cold startup“: Zeitdauer in Stunden bis zur erstmaligen Produkt-Erzeugung nach einer Stillstandszeit von mehr als 48 Stunden;
2. „Hot startup“: Zeitdauer in Stunden bis zur erstmaligen Produkt-Erzeugung nach einer Stillstandszeit von weniger als 48 Stunden;
3. „Startup fuel“: Notwendige Menge an thermischer (th) Energie bis zum Zeitpunkt der erstmaligen Produkt-Erzeugung nach Stillstandsphasen pro installierte (inst) Leistung in [GWh_{th}/GW_{inst}];
4. „Minimum load“: Niedrigster Lastzustand bei dem das jeweilige Produkt erzeugt werden kann in % der Nennleistung [$\%P_{Nenn}$];
5. „Relative efficiency (Teillast)“: Wirkungsgradveränderung durch Teillastbetrieb [-];
6. „Ramp rate“: Prozentualer Anstieg der Leistungsaufnahme pro Minute [%/min].

Die vorgenommene Zeiteinteilung basiert dabei im Wesentlichen auf den Arbeiten in [41]. Am Beispiel der Elektrolyse wird somit die Wasserstoffproduktion und die elektrische Energieaufnahme stundengewichtet und dynamisch in Abhängigkeit des Betriebszustandes berechnet. Allerdings wird die „relative efficiency“ bei der Elektrolyse – aufgrund der relativ kurzen Zeitdauer des Aufheizvorgangs im EL-Mix in der Größenordnung von Minuten – vernachlässigt. Beim sonstigen Kraftwerkspark ist dieser Parameter jedoch berücksichtigt.

5.1.3 Abwärme für die Hochtemperatur-Elektrolyse

Zur Abbildung des Betriebs von HT-Elektrolyseuren sind, ergänzend zur generellen Abbildung des Ramping, Daten zu bestehenden Abwärmepotenzialen in Deutschland recherchiert und im Modell hinterlegt. Durch die Berücksichtigung von Abwärme aus Industrieprozessen kann Strom zum Aufheizen der Anlagen hierbei eingespart und somit der Wirkungsgrad des HT-Elektrolyseurs gesteigert werden. Es wird angenommen, dass dabei lediglich Abwärme mit einer Temperatur von mehr als 200 °C nutzbar ist. Mit einer Verfügbarkeit von 80 % wird zusätzlich angenommen, dass dies nicht an jedem Standort und nicht in jedem Industrieunternehmen möglich ist. Die Effizienzsteigerung in Industrieunternehmen wird mit 0,5 % pro Jahr ab 2018 postuliert, so dass die zur Verfügung stehende Abwärme kontinuierlich sinkt. Das recherchierte Potenzial für die Stützjahre 2017, 2030 und 2050 ergibt sich demnach gemäß Tabelle 5-1 zu 74, 69 und 63 TWh.

Tabelle 5-1: Verfügbares Abwärmepotenzial für die HT-Elektrolyse, eigene Berechnungen basierend auf [42, 43]

		Jahr		
	Einheit	2017	2030	2050
Abwärmepotenzial aus Industrie gesamt	[TWh]	125	117	106
Davon über 200 °C	[%]	74	74	74
Davon nutzbar (Annahme)	[%]	80	80	80
Industrielles HTEL-Abwärmepotenzial	[TWh]	74	69	63

Da Abwärme in industriellen Prozessen tendenziell eher kontinuierlich anfällt, wird der ermittelte jährliche Wert auf jede Stunde eines Jahres gleichverteilt. Während des Betriebs der HT-Elektrolyse wird die benötigte Abwärme dann in jeder Betriebsstunde berechnet. Sofern die verfügbare Abwärme ausreicht, läuft die HT-Elektrolyse mit ihren nominalen Wirkungsgrad. Ist dies nicht der Fall, so wird der Wirkungsgrad entsprechend reduziert. Technisch gesehen, muss in diesem Fall der für die HT-Elektrolyse notwendige Wasserdampf über Verdampfung erzeugt werden. Dieser zusätzliche Energiebedarf schlägt sich in einer höheren Energieaufnahme der HT-Elektrolyse bzw. einem schlechterem Wirkungsgrad nieder.

5.2 Szenarien für die Wasserelektrolyse

5.2.1 Szenariendefinition

Aufbauend auf Szenarien der Studie IEK2050 [29] werden im Rahmen dieser Studie sechs Szenarien (S) abgeleitet, die die Besonderheiten der Elektrolyse hervorheben sollen. Der Fokus liegt dabei einerseits auf der Untersuchung verschiedener technologischer Entwicklungen hinsichtlich Kosten und Wirkungsgrad der Elektrolyse (Szenarien S2 und S3) gemäß Rückmeldung aus der Branchenumfrage, vgl. mit Abschnitt 4.4 und anderseits auf einer Betrachtung zweier gesonderter Szenarien zur Abwärmenutzung aus Industrieprozessen für die Dampferzeugung bei der HT-Elektrolyse (S1) und der Dynamik im Energiesystem durch das Ramping (S4).

Im Folgenden werden die Besonderheiten der Szenarien erläutert. Eine Übersicht hierzu findet sich in Tabelle 5-2. Als Referenz für die EL-spezifischen Szenarien dient das S0-85-Szenario, welches mit einem Parametersatz aus der IEK2050-Studie [29] und einem CO_2-Reduktionsziel von -85 % gerechnet wird. Abgesehen von einem erlaubten Stromimport bzw. -export von max. 40 GW bis zum Jahr 2030 besteht keine weitere Möglichkeit von Energieimporten. Eine solche Mischung aus einer weitestgehend nationalen Lösung der Energiefrage (nur Stromim/-export bis 2035 erlaubt) sollte zu einer Abschätzung des Elektrolysebedarfs in Deutschland im oberen Bereich führen. Das CO_2-Reduktionsziel von -85 % als auch die weiteren Randbedingungen des Szenarios S0-85 werden für die Szenarien S1 bis S4 in dieser Studie

übernommen, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit der IEK2050-Studie sicherzustellen, vgl. auch mit Anhang A.7.

Darüber hinaus wird für die Diskussion der CO_2-Reduktions- und Importthematik im Szenario S0-95 das maximale CO_2-Reduktionsszenario von -95 % und die Möglichkeit von Energieimporten in Analogie zur Parametrierung der IEK2050-Studie mitbetrachtet.

Tabelle 5-2: Szenarienübersicht

Kurzbezeichnung	Beschreibung	Technologie-entwicklung	Kosten	CO_2-Reduktion bis 2050	Modellversion
S0-85	Startszenario ohne H_2-Import	Beirat IEK2050	Beirat IEK2050	85 %	Basis
S0-95	Startszenario mit H_2-Import	Beirat IEK2050	Beirat IEK2050	95 %	Basis
S1	HTEL-Szenario	Zentral	Zentral	85 %	Abwärme
S2	Konservatives NT-Szenario	Konservativ	Konservativ	85 %	Basis
S3	Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL)	Zentral	Zentral	85 %	Basis
S4	Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL) mit Rampen	Zentral	Zentral	85 %	Ramping

Abweichend zu den übrigen Szenarien dieser Studie ergeben sich für das Szenario S0-95 drei wesentliche Unterschiede. Erstens wird eine zusätzliche und linear bis auf 5 TWh im Jahr 2050 ansteigende stoffliche Wasserstoffnachfrage aus der Industrie hinterlegt. Dieser Wert entspricht in etwa dem bereits heute in Raffinerien über Dampfreformierung erzeugten Wasserstoff [13]. Zweitens werden ca. 100 TWh Steinkohle für die Reduktion von Eisenerz bis zum Jahr 2050 zu 100 % durch Wasserstoff substituiert. Drittens werden CO_2-neutrale Importe sowohl von Wasserstoff als auch anderen Kraftsoffen zugelassen.

Die Untersuchung der Abwärmethematik erfolgt in Szenario 1 (S1). Als Elektrolysetechnologie wird ausschließlich die HT-Elektrolyse mit zentraler Technologie- und Kostenentwicklung angenommen. D. h. die Parametrierung beruht im Wesentlichen auf den jeweiligen Durchschnittswerten der Fragebogenauswertung, vgl. mit Abschnitt 4.4. Aus Modellsicht wird die Abwärme aus Industrieprozessen für die Dampferzeugung genutzt, ohne jedoch lokal aufgelöste Effekte zu berücksichtigen.

Szenario 2 (S2) basiert auf dem Grundgedanken einer verzögerten Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologien. Für die Technologie- und Kostenentwicklung werden somit basierend auf der Fragebogenauswertung konservative Werte gewählt. Dieser Grundgedanke wird auch bei der Marktdurchdringung der einzelnen Elektrolysetechnologien umgesetzt. Konkret wird dabei angenommen, dass sich die HT-Elektrolyse nicht durchsetzen kann (somit nicht berücksichtig wird) und der Anteil der PEM-Elektrolyse in der Sättigung ab dem Jahr 2030 nur geringfügig steigt. Das Verhältnis der PEM- zur alkalischen Elektrolyse beträgt 10 % zu 90 % im Jahr 2017, 20 % zu 80 % im Jahr 2030 und verharrt dann bis zum Jahr 2050 auf diesem Level.

Im für diese Studie zentralen Referenzszenario S3 werden wiederum die Durchschnittswerte der Fragebogenauswertung für alle EL-Technologien herangezogen. Bei der Marktdurchdringung wird von einem stetigen Abfall der alkalischen zugunsten der PEM- und HT-Elektrolyse ausgegangen. Konkret sind die Aufteilungen PEMEL zu AEL zu HTEL mit 10 % zu 90 % zu 0 % im Jahr 2017, 40 % zu 55 % zu 5 % im Jahr 2030 und 40 % zu 40 % zu 20 % im Jahr 2050 als Stützpunkte gewählt, vgl. auch mit Abbildung 7-1.

Als direkter methodischer Vergleich zum Szenario S3 dient S4. Der Unterschied liegt hier in der Modellvariante, da bei S4 das Ramping der Technologien im Modell berücksichtigt wird. Der Basis-Parametersatz ist jedoch identisch zu S3.

5.2.2 Parametrierung der Szenarien

Die Parameterliste für die Stützjahre 2017, 2030 und 2050 findet sich exemplarisch für das Referenzszenario S3 in Tabelle 5-3. Die weiteren Parametersätze sind im Anhang A.7 zusammengefasst. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind dort ebenfalls die Parametersätze für die Szenarien S0-85 und S0-95 aus der Studie IEK2050 aufgeführt. Wie bereits beschrieben, ergeben sich die Parametersätze in Abhängigkeit der Modellversion im Wesentlichen aus den Rückmeldungen aus der Akteursszene, vgl. mit Abschnitt 4.4.

Die Werte für S3 weisen eine Wirkungsgradsteigerung von rund 12 % bei einer gleichzeitigen CAPEX-Reduzierung von rund 36 % im Vergleich von den Jahren 2017 und 2050 aus. Bei den fixen Wartungskosten M/O sind die annualisierten Kosten für die Wiederbeschaffung der Stacks in Abhängigkeit der EL-Technologie, deren Lebensdauer (Stack und System) und einer auf Basis von S0-85 abgeschätzten mittleren Betriebsstundenzahl der EL-Stacks über einen sogenannten Restwertverteilungsfaktor berücksichtigt. In Summe ergibt sich über den EL-Mix für das Szenario S3 mittelfristig ein Abfall der Betriebs- und Instandhaltungskosten. Langfristig überwiegt jedoch eine M/O-Zunahme um rund 11 %, da diese auf die stark fallenden Investitionskosten bezogen werden. Die Verlängerung der Lebensdauer ergibt sich im EL-Mix zu rund 5 % bis zum Jahr 2050. Diese geringe Steigerung kann mit der heute dominierenden alkalischen Technologie und ihrer bereits heute sehr langen Lebensdauer erklärt werden. Durch den sinkenden relativen AEL-Anteil nach dem Jahr 2017 kommt es zeitweilig um das Jahr 2030 sogar zu einer leichten Verringerung der Lebensdauer im EL-Mix.

Tabelle 5-3: Parametrierung des Szenarios S3

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	64,3	65,5	72,2
CAPEX	[€/kW]	776	613	495
M/O	[% CAPEX/a]	3,5	3,3	3,9
Lebensdauer	[a]	26,8	25,3	28,1

Auf den ersten Blick erscheinen die Kennwerte für das Szenario S3 auch bei einer angenommenen mittleren Technologie- und Kostenentwicklung als nicht sehr ambitioniert. Jedoch muss an dieser Stelle betont werden, dass diese Leistungsparameter in den angegebenen Stützjahren als Durchschnittswerte über alle Technologien und Produkte sämtlicher Hersteller zu verstehen sind und nicht ein Kennwert zu Lasten eines anderen Kennwertes optimiert wird.

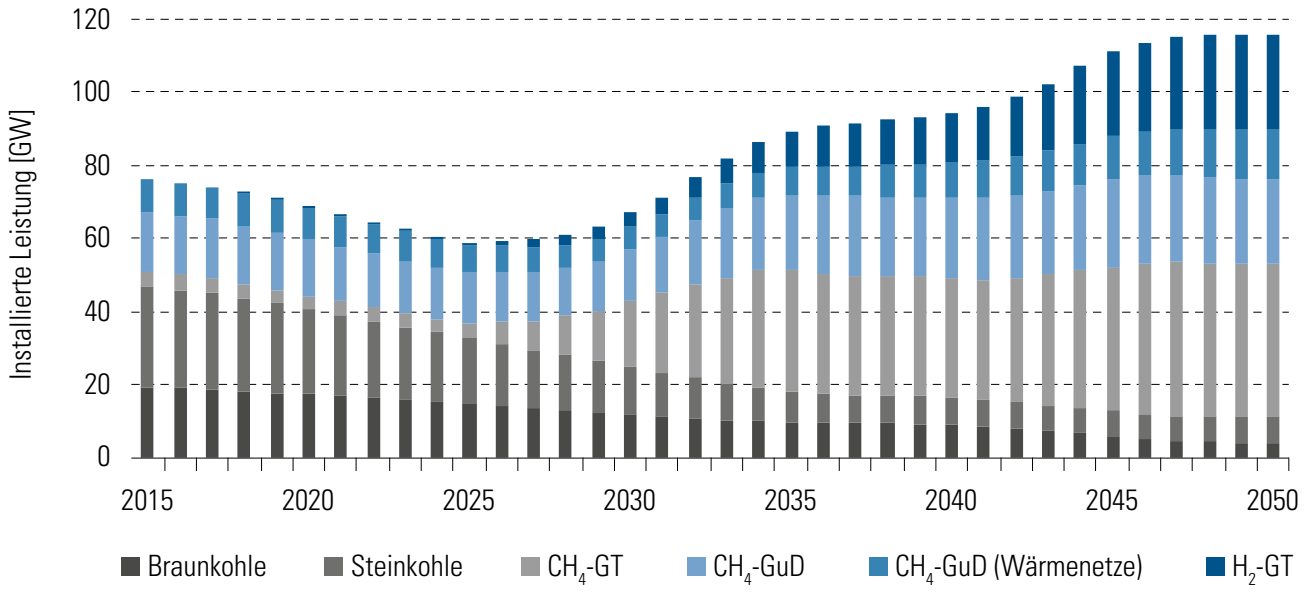
5.3 Ergebnisse der Szenarienbetrachtungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien vorgestellt und diskutiert. Für eine bessere Verständlichkeit werden dazu zuerst die detaillierten Ergebnisse des mittleren Szenario S3 herangezogen, beginnend mit der zeitlichen Entwicklung zentraler Elemente des Energiesystems bis zum Jahr 2050. Danach erfolgen der Vergleich der wesentlichen Kennzahlen der verschiedenen Szenarien und eine Diskussion der wichtigsten Effekte. Die Zusammenfassung der zentralen Absolutwerte für die gewählten Stützjahre 2020, 2030 und 2050 findet sich in Tabelle 5-4. Hinweis: Der Energiegehalt des Wasserstoffs wird in dieser Studie durchgehend auf den Heizwert (LHV) bezogen.

5.3.1 Analyse der Transformation des Energiesystems

Abbildung 5-3 zeigt die zeitliche Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks von 2015 bis 2050.

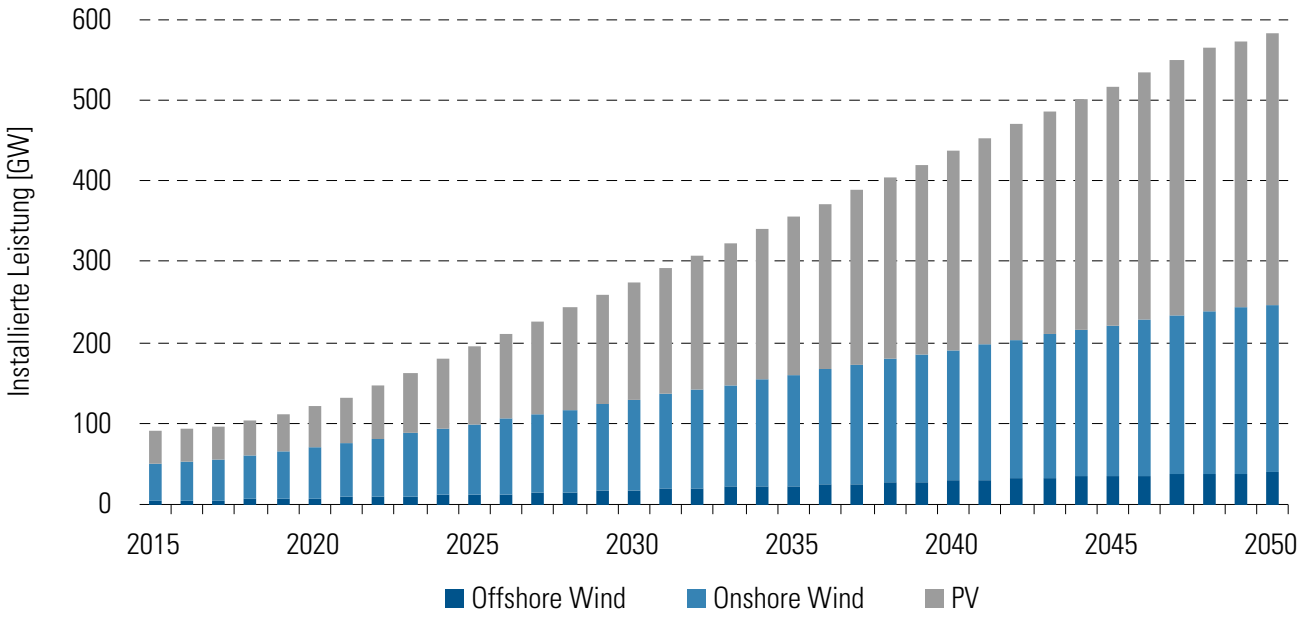
Abbildung 5-3: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (S3)



Mit zunehmendem Kohleausstieg für die Stromerzeugung nimmt die Bedeutung der gasgefeuerten Kraftwerke für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 zu. Neben der Kompensation von wegfallenden Kohlekraftwerken wird zusätzliche Stromerzeugungsleistung dabei vor allem durch flexible Wasserstoff- und Methan-Gasturbinen (H_2-GT und CH_4-GT) realisiert.

Die zunehmende Elektrifizierung des gesamten Energiesystems wird durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik (PV) und Wind ermöglicht, vgl. mit Abbildung 5-4.

Abbildung 5-4: Entwicklung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (S3)

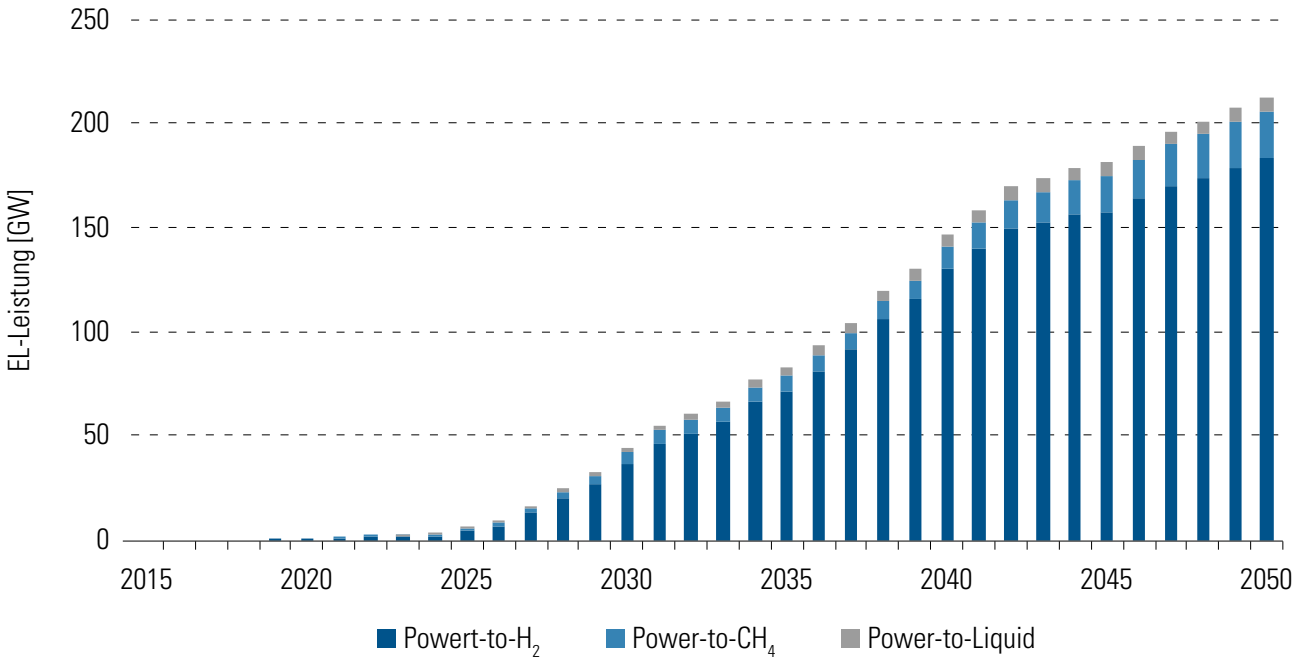


Ausgehend von einer heutigen, kumulierten installierten Leistung von knapp 100 GW zeigt sich hier über alle Szenarien hinweg bei der installierten Leistung eine Zunahme um den Faktor 6. Das Verhältnis der ca. 600 GW installierten Leistung von PV zu Wind (onshore) zu Wind (offshore) im Jahr 2050 ergibt sich dabei als 9 zu 5 zu 1.

Gekoppelt an den deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien ab dem Jahr 2020 beginnt der Hochlauf der Wasserstofftechnologien mit signifikanten Zubauraten an Elektrolyseuren ab den 2020er Jahren, siehe Abbildung 5-5. Ausgehend von einer installierten Elektrolyseleistung von ca. 1 GW im Jahr 2022 steigt diese bei einer weitestgehend national gelösten Energiewende Deutschlands bis zum Jahr 2050 um den Faktor 200 (!) an. Es sei jedoch an dieser Stelle betont, dass in diesem Szenario S3 keine Wasserstoffimporte in Betracht gezogen werden, sondern der benötigte Wasserstoff komplett im Land selber produziert wird bzw. werden muss. Im Bereich wasserstoffbasierten Energieträger nimmt die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse jedoch in allen Szenarien eine dominierende Rolle ein, vgl. mit Abbildung 5-7 und auch Tabelle A15 im Anhang A.8, unabhängig von der Frage, in

welcher Größenordnung zukünftig Importe möglich sind. Für eine weiterführende Diskussion wird zudem an dieser Stelle auf die IEK2050-Studie verwiesen [29].

Abbildung 5-5: Entwicklung der installierten EL-Leistung (S3)



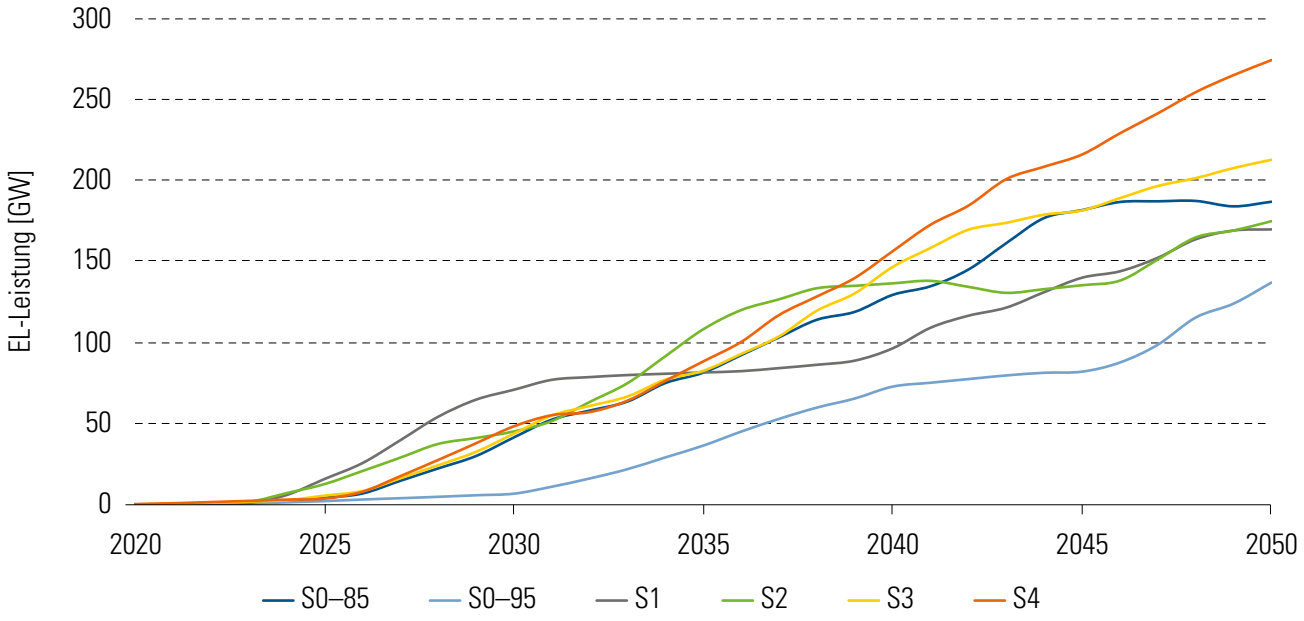
Ein Vergleich der Szenarien zeigt eine Bandbreite bei der installierten EL-Gesamtleistung im Jahr 2050 von 137 bis 275 GW, vgl. mit Abbildung 5-6. Wie eingangs beschrieben wurden Randbedingungen gewählt, um die maximalen Effekte hinsichtlich einer Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland bewerten zu können. Dies führt zu verhältnismäßig hohen Elektrolysekapazitäten im Jahr 2050. Bezogen auf das Jahr 2017 ergeben sich daraus bis zum Jahr 2050 durchschnittliche Zubauraten von ca. 4 bis 8 GW/a (6,4 GW/a in S3). Das Szenario S0-95 weist hierbei die geringsten Werte aus, da es sich um ein H_2-Import-Szenario mit nutzbaren Erzeugungskapazitäten im Ausland handelt.

In weiteren internen, jedoch hier nicht vorgestellten Szenarien wurde der Einfluss von H_2-Importen aus dem Ausland genauer untersucht. Je nach Randbedingungen kann sich die inländische EL-Kapazität auch bis auf 60 bis 80 GW reduzieren. Voraussetzung ist die kostengünstige Realisierung einer großskaligen Wasserstoffbereitstellung im Ausland, so dass die Importkosten unterhalb der Herstellungskosten im Inland liegen. Daran gekoppelt ist eine Verzögerung des inländischen Markthochlaufs.

Letztendlich kann an dieser Stelle nicht vorhergesagt werden, welches der Szenarien eher die Realität treffen wird, da sich aktuell der zukünftige Transformationsweg noch nicht ableiten lässt und damit auch das zukünftige Marktdesign und die regulatorischen Rahmenbedingungen unklar bleiben. Wiederholt wird an dieser Stelle auf die ausführlichere Diskussion in [29] verwiesen. In Summe bleibt trotzdem

festzuhalten, dass in allen Szenarien in den nächsten Dekaden mit einem Zubau an Elektrolysekapazitäten von mehreren Dutzend Gigawatt auszugehen ist, sofern die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreicht werden sollen.

Abbildung 5-6: Entwicklung der installierten EL-Leistung nach Szenarien



Der Vergleich der Szenarien zeigt außerdem, dass ein hoher Wirkungsgrad kurzfristig zu einem stärkeren Anstieg der installierten Leistung bzw. einem früherem Markthochlauf der Elektrolyse führen kann, siehe S1. Langfristig stellen sich jedoch die Dynamiken im Energiesystem gefolgt von einer guten Technologieentwicklung als Haupttreiber für hohe Elektrolysekapazitäten heraus, siehe S4 im Vergleich zu S3 und S2. Der Verlauf von S0-85 und S3 ähnelt sich erwartungsgemäß aufgrund der vergleichbaren Größenordnung der gewählten Parameter.

Beim Bedarf an installierter Speicherkapazität zeigt sich eine Kopplung an die installierte Elektrolysekapazität. Ein hoher Wirkungsgrad führt bedingt durch eine höhere H_2-Nachfrage kurzfristig zu einem höheren Speicherbedarf. Langfristig hebt sich im Vergleich der Szenarien dieser Effekt in S1 jedoch durch eine niedrigere installierte EL-Leistung wieder auf. Der niedrigste Speicherbedarf in Szenario S0-95 ist außerdem mit der Annahme einer konstanten Verfügbarkeit von H_2-Importen aus dem Ausland zu erklären. Für ein dynamischeres Energiesystem zeigt sich in Szenario S4 die erwartete Notwendigkeit einer höheren Speicherkapazität bis zum Jahr 2050. Insgesamt ergibt sich aus den Szenarien bis zum Jahr 2050 ein Speicherbedarf von rund 50 bis 150 TWh und unterstreicht aufgrund der langen Vorlaufzeiten die Notwendigkeit, das Thema großskalige Untertagespeicherung bspw. in Salzkavernen zügig anzugehen.

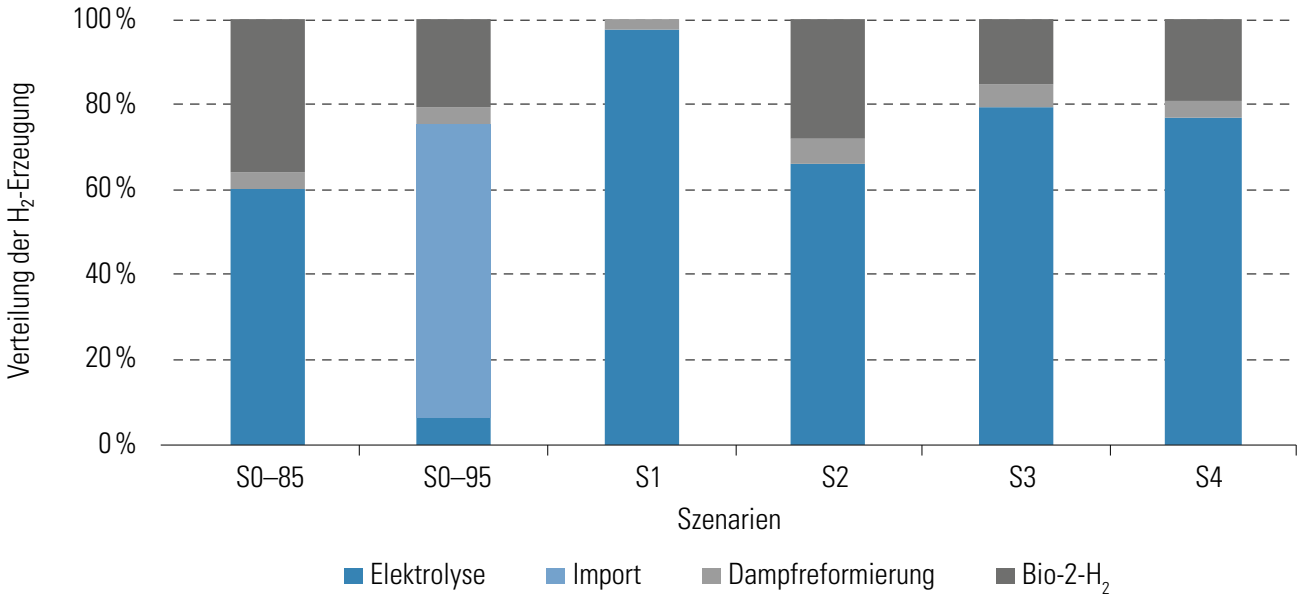
Ausgewählte EL-Kennzahlen der vorgestellten Szenarienauswertung lassen sich im Anhang A.8 in der Tabelle A-16 (2030) und Tabelle A-17 (2050) finden.

5.3.2 Analyse der Energiebilanzen

Neben den gezeigten Zeitreihen zum Hochlauf wurden ebenfalls einzelne Jahresbilanzen untersucht. Das Ziel war ein genauer Blick ins Energiesystem mit den Leitfragen:

- Wie wird der Wasserstoff erzeugt?
- Wie verteilt sich der Wasserstoff auf die Sektoren?
- Welche Rolle spielt der Verkehr bei der Wasserstoffnachfrage?
- Wie sieht der Betrieb der Elektrolyse aus?
- Welche Rolle spielen Elektrolyseure bei der Strombereitstellung?

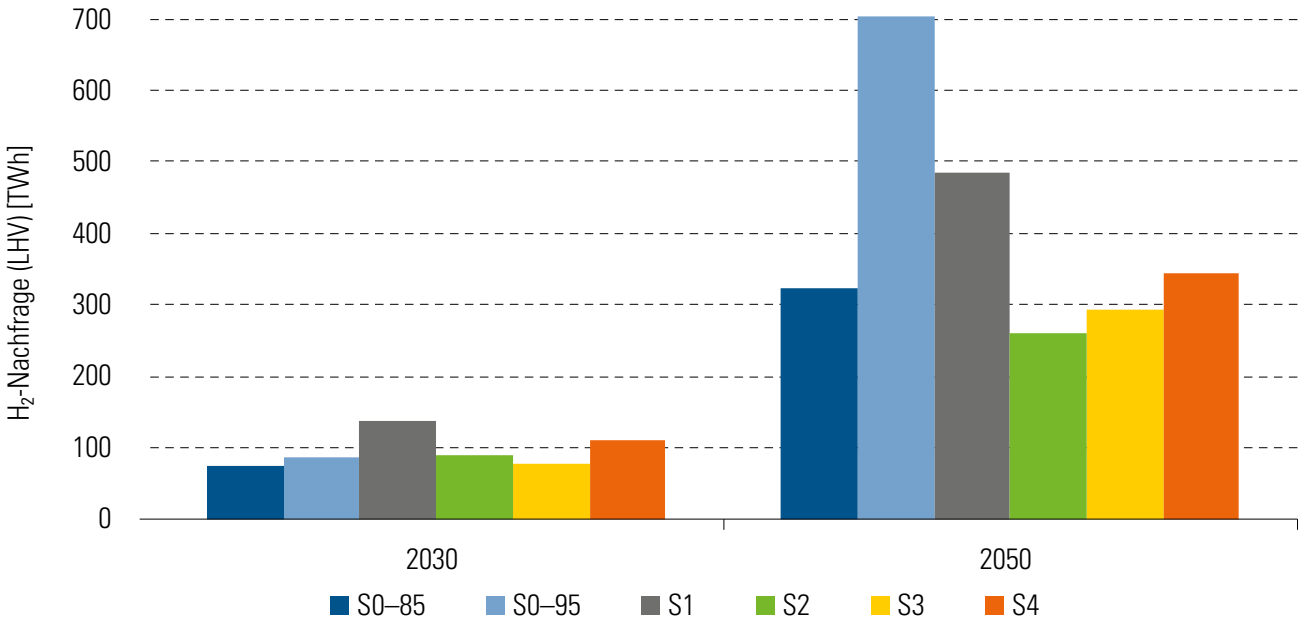
Abbildung 5-7: Bilanzanalyse 2030 – Verteilung der Wasserstofferzeugung in diesem Stützjahr



Für die Beantwortung dieser Fragen wurden die Szenarien für die Stützjahre 2030 und 2050 vergleichend analysiert. Im Folgenden werden vor allem die Ergebnisse der Bilanzanalysen für das Jahr 2030 präsentiert. Neben den Zahlenwerten für das Jahr 2030 in Tabelle A-16 sind auch die zugehörigen Werte für das Jahr 2050 in Tabelle A-17 im Anhang A.8 zusammengetragen.

Abgesehen vom Szenario S0-95 wird der nachgefragte Wasserstoff in allen Szenarien überwiegend mittels Elektrolyse erzeugt, vgl. mit Abbildung 5-7. In S0-95 dominieren hingegen die H_2-Importe. Im Verlauf der Jahre 2030 bis 2050 kann sich die Elektrolyse jedoch auch hier bei gleichzeitigem Rückgang der Importe bzw. biologischer H_2-Erzeugung etablieren. Eine Sonderrolle nimmt dabei S1 ein. Sowohl im Jahr 2030 als auch 2050 wird der Wasserstoff nahezu komplett durch Elektrolyse bereitgestellt. Dies kann auf den überdurchschnittlich hohen Wirkungsgrad bei vergleichbaren Investitionskosten in diesem Szenario zurückgeführt werden.

Abbildung 5-8: Entwicklung der H_2-Nachfrage nach Szenarien für die Stützjahre 2030 und 2050 im Vergleich

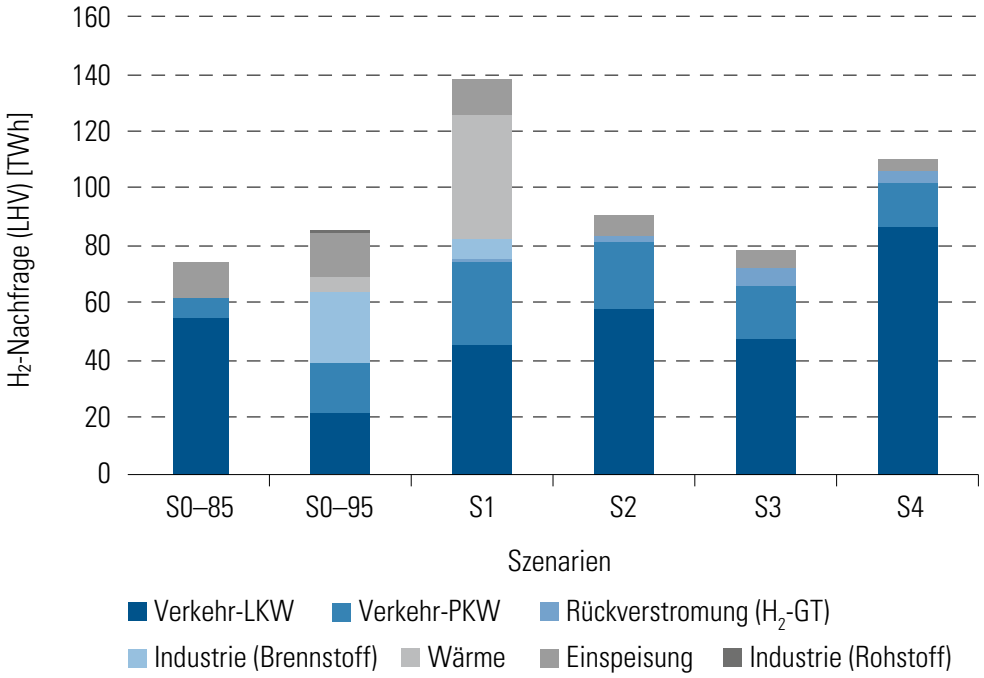


Bei der im Vergleich zu heute massiven Zunahme der H_2-Nachfrage ergibt sich in der Entwicklung bis zum Jahr 2050 über alle Szenarien ein Korridor von rund 300 bis 700 TWh, vgl. mit Abbildung 5-8. Dabei stellt sich das CO_2-Reduktionsziel in Kombination mit den weiteren Randbedingungen aus S0-95 langfristig als Haupttreiber für die H_2-Nachfrage in einem zukünftigen Energiesystem heraus.

Andererseits zeigt sich aber auch in S1, dass die H_2-Nachfrage ansonsten hauptsächlich vom Wirkungsgrad abhängt. Trotz anfänglich hoher CAPEX ergibt sich hier der steilste Nachfrageanstieg zu Beginn der Optimierung ab dem Jahr 2020. Im Vergleich von S3 und S4 zeigt sich daneben ein geringer Einfluss des Ramping. Aber auch im technologisch konservativsten Szenario S2 und Referenzszenario S0-85 ergeben sich vergleichbare Werte zu S3 von rund 300 TWh im Jahr 2050.

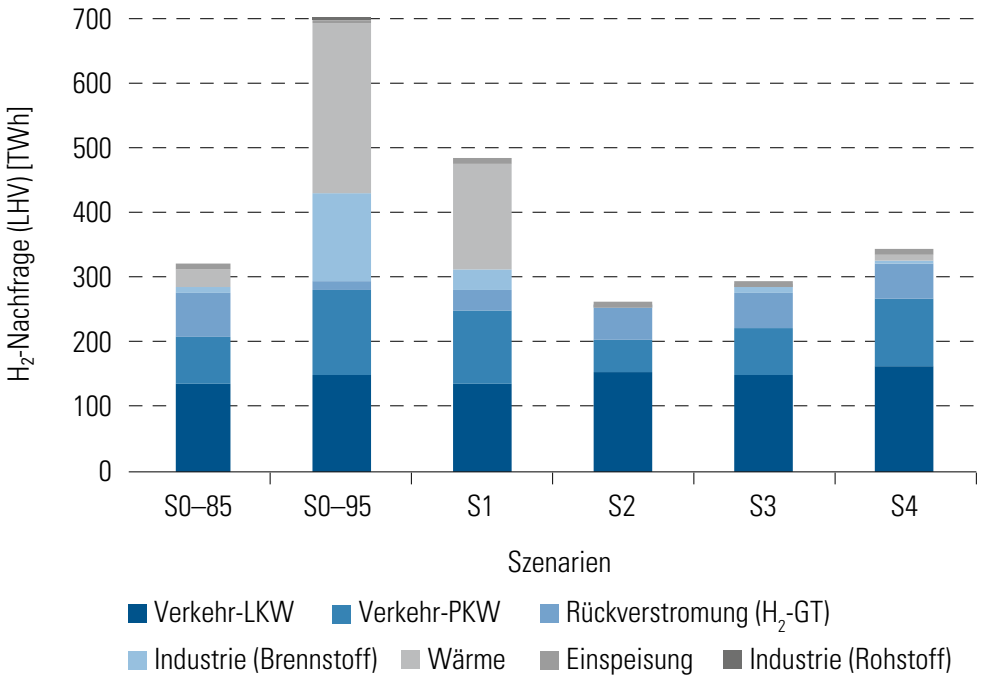
Die Sektorenanalyse zeigt, dass Wasserstoff in der Verteilung der Nachfrage mit abnehmender relativer Tendenz Richtung 2050 hauptsächlich im Verkehr nachgefragt wird, vgl. mit Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 unter Beachtung der unterschiedlichen Skalen der y-Achse. Im Zuge der Elektrifizierung der Antriebsstränge innerhalb des Verkehrs, vgl. mit Tabelle A-17 im Anhang A.8, kommt die Wasserstoffnachfrage dabei überwiegend aus dem LKW-Bereich. Aber auch im PKW-Bereich gewinnt Wasserstoff bis zum Jahr 2050 sowohl relativ als auch absolut gesehen an Bedeutung. Besonders deutlich zeigt sich diese Tendenz im Szenario S0-95 (hohes CO_2-Ziel + Importe) und S1 (hoher EL-Wirkungsgrad). Andererseits bleiben LKW vor allem mittelfristig bei Berücksichtigung der Dynamiken im Energiesystem und langfristig bei konservativer Technologie-Entwicklung dominierend. Die Kraftstoffversorgung der Luft- und Schifffahrt erfolgt (per Definition) in keinem der untersuchten Szenarien mit reinem Wasserstoff. Hierfür werden laut Vorgabe flüssige Kraftstoffe (auch Power-to-Liquid) eingesetzt, die in diesen Bilanzen nicht aufgeführt sind.

Abbildung 5-9: Bilanzanalyse 2030 – Sektorale Verteilung der direkten Wasserstoffnachfrage, d. h. ohne Wasserstoffbedarf für Power-to-CH_4 und Power-to-Liquid.



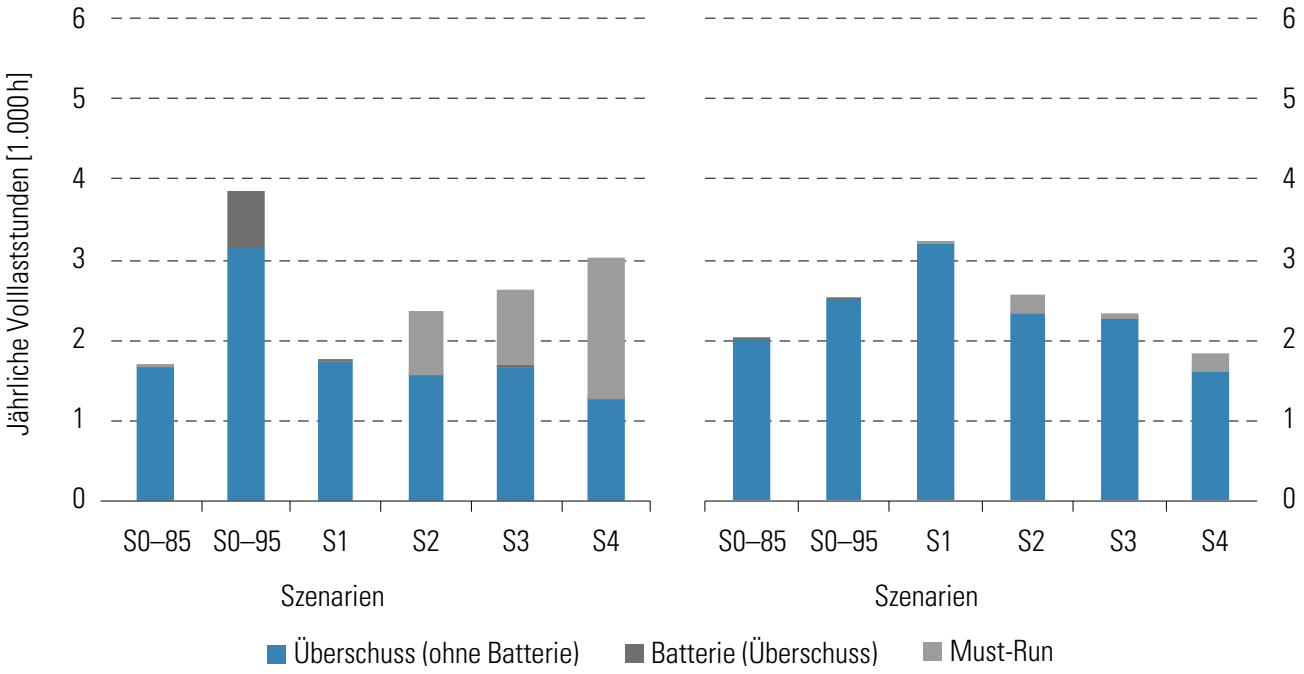
Die Nachfrage der H_2-Einspeisung nimmt vom Jahr 2030 nach 2050 zugunsten der Rückverstromung über Wasserstoff-Gasturbinen (H_2-GT) ab. Im Bereich der Wärmeversorgung und Industrie (in Form von Brennstoff basierten Prozessen) kann sich Wasserstoff bereits 2030 bei hohen Wirkungsgraden (S1) bzw. H_2-Importen (S0-95) etablieren. Im Bereich der Wärmeversorgung verstärkt sich diese Tendenz bis zum Jahr 2050 vor allem durch höhere CO_2-Ziele (S0-95).

Abbildung 5-10: Bilanzanalyse 2050 – Sektorale Verteilung der direkten Wasserstoffnachfrage, d. h. ohne Wasserstoffbedarf für Power-to-CH_4 und Power-to-Liquid.



Im Zuge des EE-Ausbaus wird Wasserstoff mit zunehmender Dominanz bei negativer Residuallast im „Überschuss-Betrieb“ erzeugt, vgl. mit Abbildung 5-11. Für eine höhere EL-Auslastung kann teilweise eine vorgeschaltete Batterie sinnvoll sein. Diese wird ebenfalls bei negativer Residuallast geladen und kann dann bedarfsgerecht den Strom an die Elektrolyse abgeben. Je nach Wetterjahr und Speicherfüllstand ergeben sich aber vor allem mittelfristig auch Situationen im Energiesystem, in denen Wasserstoff im sogenannten „Must-Run“-Betrieb der Elektrolyseure erzeugt werden muss, um den obligatorischen Bedarf in den Verbrauchssektoren zu decken. Der „Must-Run“-Betrieb tritt dabei vor allem in Szenarien auf, in denen nicht auf die Option des H_2-Imports aus dem Ausland zurückgegriffen werden kann. Für eine genauere Erläuterung dieser Abhängigkeiten wird auf die IEK2050-Studie verwiesen [29].

Abbildung 5-11: Bilanzanalyse 2030/2050 – Verteilung der EL-Volllaststunden

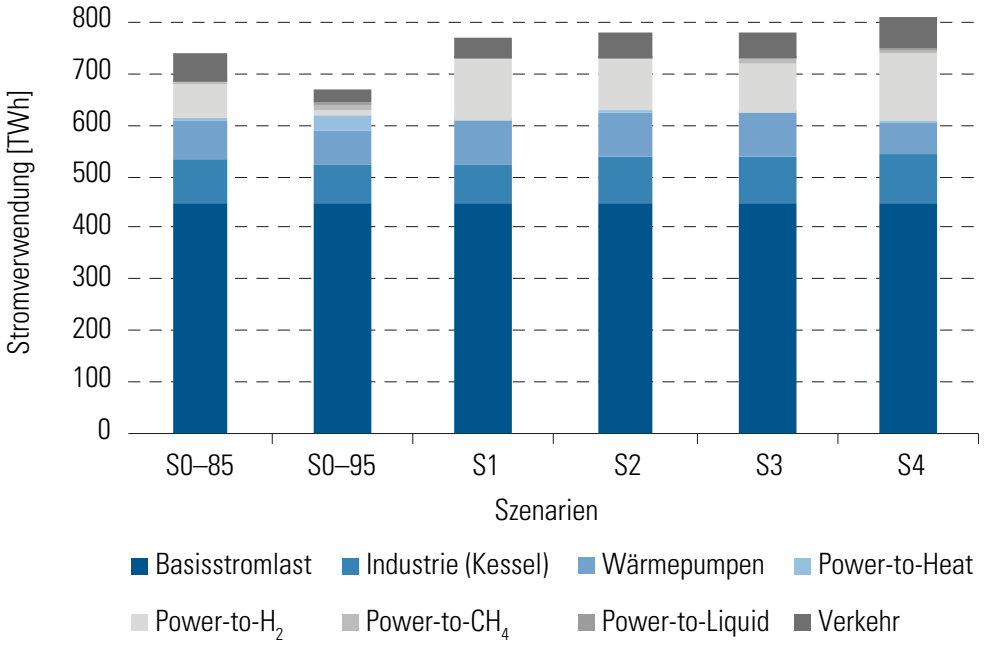


Zu betonen sei an dieser Stelle, dass die gezeigten Darstellungen für die Jahre 2030 und 2050 nur als Momentaufnahmen des komplexen Zusammenspiels aus EE-Ausbau, H_2-Nachfrageentwicklung, EL-Ausbau und H_2-Speicherfüllstand dienen können. In der Tendenz bis zum Jahr 2050 lässt sich jedoch über alle Szenarien hinweg eine deutliche Zunahme des Betriebes mit negativer Residuallast ableiten.

Ein relativ eingängiges Bild ergibt sich im Stromsystem hinsichtlich Stromnachfrage und -verteilung. Die Effizienzsteigerungen bis zum Jahr 2020 werden dabei im Wesentlichen von einer zunehmenden Elektrifizierung des Energiesystems überkompensiert. Im Vergleich zum heutigen Stromverbrauch ergibt sich dadurch ein steigender Strombedarf für die Zukunft. Eine Zwischenstufe liegt im Jahr 2030 bei rund 600 bis

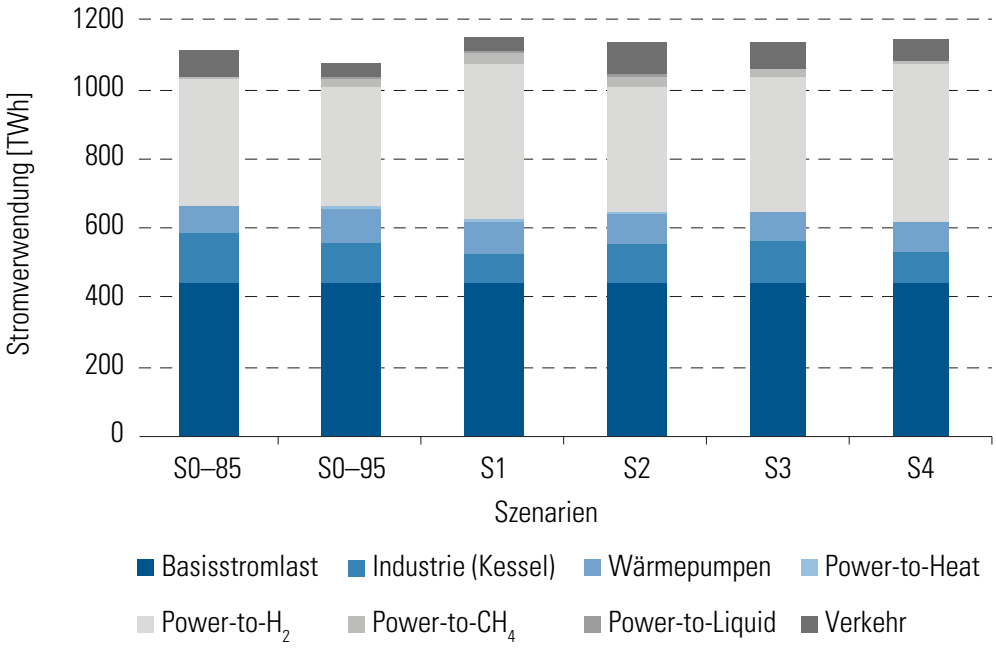
700 TWh. Die Basisstromnachfrage von rund 440 TWh bleibt dabei gemäß Annahme konstant, siehe Abbildung 5-12.

Abbildung 5-12: Bilanzanalyse 2030 – Stromnachfrage



Mit dem Hochlauf der fluktuierenden, erneuerbaren Energien steht vermehrt negative Residuallast zur Verfügung, die sinnvoll in Wasserstoff umgewandelt werden kann. Gemessen an der Stromnutzung ergibt sich für die Elektrolyse dabei in allen Szenarien eine zur Basisstromlast vergleichbare Nachfrage. Von den rund 1.100 TWh entfallen im Jahr 2050 somit rund 40 % auf die Elektrolyse, vgl. mit Abbildung 5-13.

Abbildung 5-13: Bilanzanalyse 2050 – Stromnachfrage



Die wichtigsten Ergebnisse für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 in Zahlenwerten sind in Tabelle 5-4 zusammengefasst. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Zubauraten wird das Jahr 2017 als Bezugsjahr verwendet. Ausgewählte Zahlenwerte der Szenarienauswertung lassen sich außerdem in dem Anhang A.8 finden.

Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Ergebnisse für S3 (Bandbreite über alle Szenarien in Klammern)

Kennzahl	Einheit	2020	2030	2050
H_2-Nachfrage	[TWh]	0	78 (74 – 138)	294 (261 – 705)
Installierte EL-Leistung	[GW]	0,3 (0,0 – 0,5)	44 (7 – 71)	213 (137 – 275)
Ø Zubaurate (Bezug: 2017)	[GW/a]	0,1 (0,0 – 0,2)	3,4 (0,5 – 5,4)	6,4 (4,2 – 8,3)
Speicherkapazität	[TWh]	0,8 (0,0 – 1,4)	19 (9 – 33)	96 (59 – 139)

6 Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in Literatur und aus Akteurssicht

6.1 Literaturübersicht von Energiesystemstudien

Dieser Abschnitt stellt vorhandene Literatur (Stand Juni 2017) zum künftigen Bedarf an Elektrolysekapazität in Deutschland dar. Entsprechend der unterschiedlichen Annahmen und Zielsetzungen, besitzen die verschiedenen Szenarien in den betrachteten Studien eine große Bandbreite hinsichtlich des künftig zu erwartenden Elektrolysebedarfs. Einzelergebnisse aus der hier präsentierten Zusammenfassung müssen daher im Kontext der jeweiligen Studie gesehen werden.

6.1.1 Methodik und Kategorisierung vorhandener Studien

Zusammenfassend kann die Vorgehensweise in den meisten Studien als explorativer „Was-wäre-wenn"Ansatz beschrieben werden, welcher versucht, die Abhängigkeit von Änderungen in den Rahmenbedingungen bzw. Zielsetzungen zu bewerten. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse das Resultat von Szenarien sind und nicht von Vorhersagen, so wie auch die Ergebnisse der Modellierungen im Rahmen dieser Studie in Abschnitt 5 Szenarien darstellen.

Es herrscht weitgehender Konsens in der ausgewerteten Literatur über die Ausbaupfade für erneuerbare Energien, welche maßgeblich durch die Politik bestimmt werden und in den Studien üblicherweise endogen vorgegeben wurden. Die meisten Szenarien bewegen sich hier mit einem Anteil an erneuerbaren Energien von 80 % bis 95 % in einem Korridor, den die Bundesregierung bis zum Jahr 2050 erreichen will. Einige Arbeiten betrachten auch einen Anteil von 100 % EE-Anteil. Der Ausbau der Elektrolysekapazität hängt hingegen stark von den Annahmen und Parametern der jeweiligen Szenarien ab.

Die betrachteten Studien können grob in drei Kategorien unterteil werden, um Haupteinflussgrößen zu identifizieren: energiesystemseitig getriebene Studien, wasserstoffnachfrageseitig getriebene Studien, sowie Studien zur Sektorkopplung.

- Energiesystemseitig getriebene Studien (siehe z. B. [44–46]) zeigen eine maßgebliche Abhängigkeit der Szenarienergebnisse vom Ausbaupfad der erneuerbaren Energien und der Zusammensetzung des „restlichen" Kraftwerkparks. Die Nachfrage nach Flexibilität bestimmt sich aus der Einspeisung angebotsabhängiger Erzeuger, der thermischen Erzeugungsflotte, der nachfrageseitigen Flexibilität (u. a. Elektrolyseure) und der europäischen Netztopografie.

- Wasserstoffnachfrageseitige Studien (siehe z. B. [47–49]) zeigen eine große Abhängigkeit von den Dekarbonisierungs und Energieeffizienzstrategien der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie, welche maßgeblich Einfluss auf den resultierenden Elektrolysebedarf haben. Die großen Unsicherheiten hinsichtlich der Dekarbonisierungspfade der Wärmeversorgung und in der Mobilität zeigen sich letztendlich auch in der Bandbreite der Ergebnisse. Insbesondere im Bereich Mobilität ist die langfristige Marktdurchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen und konkurrierenden Technologien mit starker Unsicherheit belegt. Die Ergebnisse weisen oftmals eine hohe Sensitivität gegenüber den erwarteten Kostenänderungen einzelner Technologien auf.
- Studien, die an der Schnittstelle zwischen der Wasserstoffnachfrage und dem Energiesystem angelegt sind (siehe z. B. [23, 44, 50]) zeigen folglich eine ähnlich hohe Bandbreite. Auch Szenarien innerhalb einzelner Studien variieren zum Teil sehr stark.

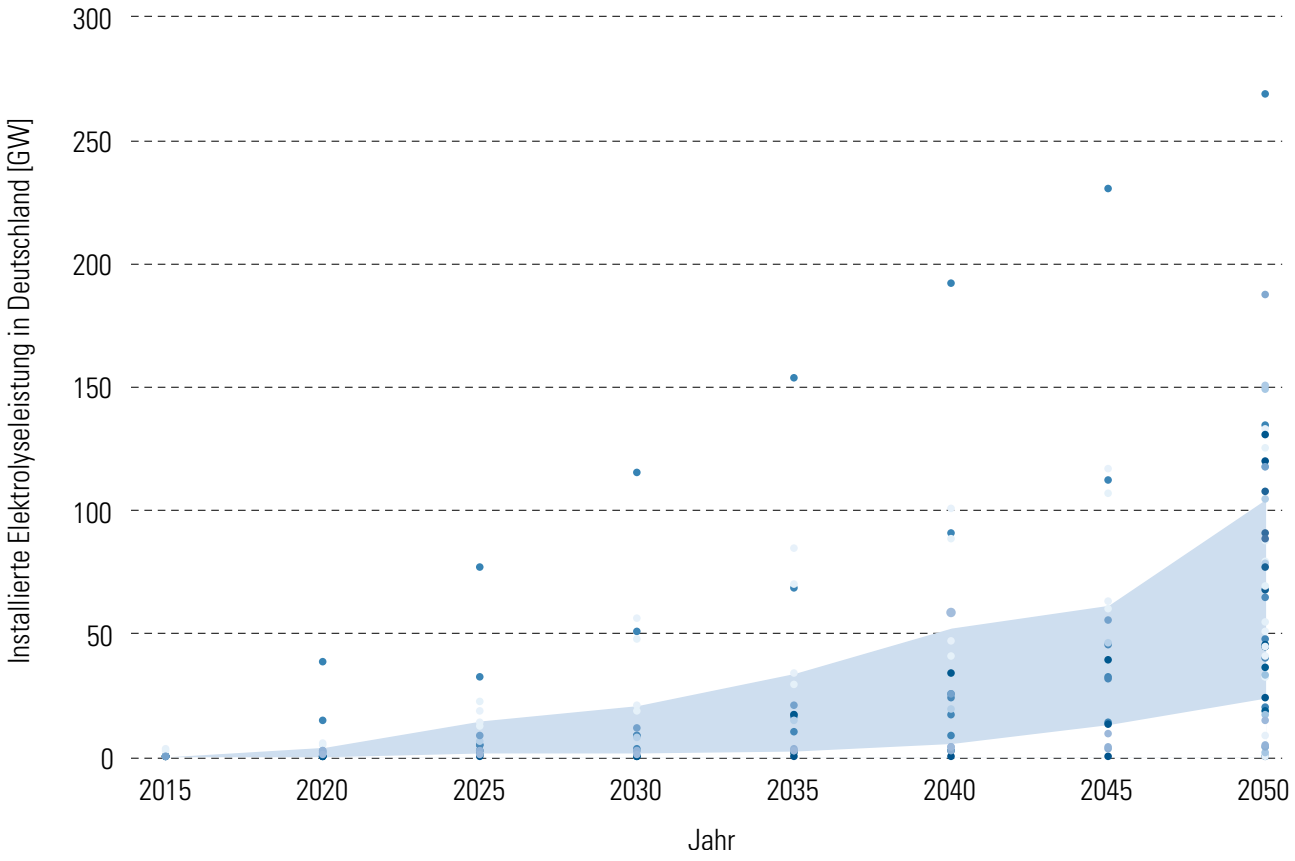
6.1.2 Zusammenfassung und Übersicht vorhandener Literatur

Insgesamt wurden 15 Studien und Metastudien mit 50 Szenarien erfasst [19, 44–56], welche mit Stand Juni 2017 verfügbar waren. Die in den jeweiligen Studien hinterlegten Volllaststunden (VLS) reichen von 250 h bis hin zu 6.000 h. Wo keine VLS angegeben wurden und eine Umrechnung hin zu Gigawatt nötig war, wurden 2.800 h angenommen. Sofern nicht die Elektrolysekapazität (in Gigawatt) in den Studien genannt wurde, sondern der Wasserstoffbedarf, wurde ein Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von 61 % zur Umrechnung angenommen.

Viele der Szenarien sind vom Stromangebot getrieben und nutzen oftmals ausschließlich nicht bedarfsgerecht erzeugten erneuerbarem Strom (oft auch als „Überschussstrom“ bezeichnet). Studien, die bspw. durch die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors getrieben sind, besitzen häufig höhere Elektrolysebedarfe, da hier zusätzlicher erneuerbarer Strom für die Wasserstoffherstellung erzeugt wird.

Abbildung 6-1 zeigt die Datenpunkte aus den 50 erfassten Szenarien, inklusive linear interpolierter Werte in Zwischenjahren (eine Extrapolation wurde nicht vorgenommen). Durch die markierte Fläche ist der mittlere Wertebereich, in dem sich 50 % der Szenarien befinden markiert (25 % Quantil bis 75 % Quantil). Die Szenarien zeigen eine große Bandbreite zwischen 0 GW und maximal 268 GW für das Jahr 2050. Ebenfalls für das Jahr 2050 liegt der Median der Szenarien bei 50 GW, und der Mittelwert bei 67 GW.

Abbildung 6-1: Installierte Elektrolyseleistung (oder Äquivalent) in Deutschland aus den erfassten Szenarien der Literatur [19, 44–56], Bereich zwischen 25 und 75 % Quantil durch Fläche hervorgehoben.



Insgesamt ist festzuhalten, dass in der vorhandenen Literatur weitgehend Konsens darüber besteht, dass zur Erreichung ambitionierter Klimaziele, die Elektrolyse eine Schlüsseltechnologie darstellt. Wesentliche Gründe für die Bandbreite der Ergebnisse aus den verschiedenen Szenarien sind insbesondere die jeweils getroffenen Annahmen zu:

- Umfang des Stromausgleichs mit Nachbarländern (saisonaler Ausgleich),
- Importen von erneuerbaren Kraftstoffen,
- der Entwicklung der batterieelektrischen Mobilität,
- dem Ausbautempo der erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft und Photovoltaik,
- dem (Nicht-) Einsatz der CCS-Technologie.

Mit einer Bandbreite von 137 bis 275 GW im Jahr 2050 in den modellierten Szenarien in dieser Studie, vgl. mit Abschnitt 5, liegen die Ergebnisse zwar im oberen Bereich dessen, was in der Literatur gefunden werden kann. Um den Transformationsbedarf für die Elektrolyseindustrie zu bestimmen, und kritische Schritte zu identifizieren, ist es jedoch sinnvoll für die Fragestellung dieser Studie, ambitionierte Ausbaupfade entsprechend der Modellierung heranzuziehen.

6.1.3 Unterscheidung des Bedarfs nach Sektoren

Viele der betrachteten Studien sehen den Ausbau der Elektrolyse ab dem Jahr 2020 vor, welcher sich dann ab den 2030er Jahren beschleunigt. In einigen Studien findet ab diesem Zeitraum eine verbreitete Nutzung von Wasserstoff (oder Folgeprodukten) im Wärme- und Verkehrssektor statt. Nur wenige Studien detaillieren allerdings den Wasserstoff- bzw. Elektrolysebedarf nach Verbrauchssektoren. In [55] wurde der Elektrolysebedarf (bzw. „Windgas-Leistung") für die Sektoren Chemie, und Verkehr aufgeschlüsselt, vgl. mit Tabelle 6-1.

Tabelle 6-1: Elektrolyseleistung (bzw. „Windgas-Leistung") im Chemie- und Verkehrssektor [55]

	2020	2030	2050
Chemie	2 GW	14 GW	59 GW
Verkehr	12 GW	54 GW	75 GW
Summe	14 GW	68 GW	134 GW

Die DVGW-Studie „Auswertung von Studien zu künftigem Bedarf an Stromspeicherung" [51] ordnet den durch Elektrolyse hergestellten Wasserstoff bestimmten Einsatzzwecken zu, siehe Tabelle 6-2.

Tabelle 6-2: Elektrolyseleistung in [GW] und Wasserstoffmenge in [TWh/a] in unterschiedlichen Einsatzzwecken [51]

	Szenario Wandel (2050)	Szenario Kontinuität (2050)
Elektrolyse Kapazität	40 GW	50 GW
Wasserstoffproduktion	50 TWh/a	70 TWh/a
Methanisierung	-	60 %
Transportsektor	33 %	„kleiner Teil" von 40 %
Gasnetzeinspeisung	66 %	„Rest" von 40 %

Die Kurzstudie „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven" [49] errechnet im Szenario 2 einen Elektrolysebedarf von 150 GW, um Kraftstoffe für den Verkehrsbereich zu produzieren. In Szenario 3, in dem vermehrt Brennstoffzellenantriebe anstelle von Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen, sinkt der Wasserstoffbedarf um etwa 30 %.

In Summe wurde also der sektorspezifische Elektrolysebedarf über die vorhandenen Studien hinweg noch vergleichsweise wenig untersucht. Durch die eigenen und detaillierten Modellierungen im Rahmen dieser Studie, vgl. mit Abschnitt 5, konnten die Wasserstoffbedarfe in einzelnen Sektoren nun näher betrachtet werden.

6.2 Entwicklung der Elektrolyse aus Anwendersicht

Um die langfristige Perspektive aus den Modellierungsergebnissen und Literatur mit dem möglichen Markthochlauf in den kommenden Jahren in Einklang zu bringen, ist die Anwendersicht von zentraler Bedeutung. Denn selbst wenn wettbewerbsfähige Technologie am Markt verfügbar ist, braucht es auch Akteure, welche die ersten größeren Anlagen ins Feld bringen und Geschäftsmodelle dafür entwickeln. Im Rahmen von zwölf Experteninterviews wurde die Sichtweise von Nachfrage-Akteuren aus den folgenden Bereichen erfasst:

- Energieversorgungsunternehmen (Strom und Gas),
- Industriegaseanbieter,
- Anbieter und Initiativen im Bereich Wasserstoffbetankungsinfrastruktur,
- Verbände und Initiativen aus dem Bereich industrielle Wasserstoffnutzung,
- Verbände und Initiativen aus dem Bereich Sektorkopplung und Gasnetze.

Wesentliche Erkenntnisse und Einschätzungen der Akteure sind im Folgenden zusammengefasst. Eine Auflistung der einzelnen Ansprechpartner findet sich in Anhang A.1.

Die Elektrolysetechnologie ist bereit für den Markthochlauf

Aus Anwendersicht wird die Wasserelektrolyse im Allgemeinen als technisch ausgereifte und am Markt verfügbare Technologie gesehen. Weitere Optimierungen und Kostenreduktionen sind in erster Linie durch den Markthochlauf erreichbar. Weitere FuE-Förderung, insbesondere von jungen Technologien wie der HT-Elektrolyse, kann trotzdem sinnvoll sein, um mehrere Technologien zur Marktreife zu führen. Diese Vielfalt könnte sich später positiv auf den Wettbewerb auswirken.

Die im weltweiten Vergleich hohe Anzahl an PtG-Demonstrationsvorhaben in Deutschland verdeutlicht, dass viele Anwender die Technologie bereits getestet haben und nun auf Marktsignale für den weiteren Ausbau warten [57]. Übereinstimmend wurde Wasserstoff oder davon ausgehende synthetische Kraft- oder Brennstoffe als notwendig angesehen, um die Klimaziele der Bundesregierung langfristig, also bis zum Jahr 2050, zu erreichen. Der Elektrolyse kommt also im Rahmen der Energiewende eine Schlüsselrolle zu.

Keine Präferenz in der Elektrolyse-Technologiewahl aus Anwendersicht

Bezüglich der Technologiewahl (AEL, PEMEL, HTEL) bestehen keine grundsätzlichen Präferenzen bei den Nachfrageakteuren. Hier wird hauptsächlich auf die letztlichen Kosten der Wasserstoffproduktion geachtet [€/kg]. Die Kosten bezogen auf die elektrische Anschlussleistung der Anlagen [€/kW] stehen dagegen weniger im Fokus, da in dieser Einheit der Wirkungsgrad unberücksichtigt bleibt.

Zwar weisen die einzelnen Technologien jeweils Vor- und Nachteile auf, diese werden aber in der Regel nicht als weitreichend genug gesehen, um eine generelle Präferenz zu setzen. Bei dezentralen Anlagen kann die PEM-Elektrolyse einen leichten Vorteil aufgrund ihrer Kompaktheit aufweisen, wenn die verfügbare Fläche begrenzt ist (z. B. bei Wasserstofftankstellen). Im industriellen Maßstab, in dem langfristig die größten Zubauraten gesehen werden, wäre dieser Vorteil dagegen wohl weniger entscheidend. Letztlich wird die Entscheidung zwischen alkalischer und PEM-Elektrolyse im Einzelfall getroffen werden, abhängig von den jeweiligen Anforderungen.

Der HTEL-Technologie wird grundsätzlich ein gutes Potenzial im industriellen Umfeld dort zugesprochen, wo Dampf oder Hochtemperaturabwärme vorhanden sind. Dadurch wird der benötigte elektrische Energieeinsatz zur Elektrolyse deutlich verringert.

Die technischen Potenziale und Risiken der HT-Elektrolyse selbst sind aber aus Anwenderseite noch zu wenig absehbar, weswegen heute die Wahl eher auf eine Niedertemperaturtechnologie (AEL, PEMEL) fallen würde. Die HT-Elektrolyse bedarf also noch einiger größerer Demonstrationsprojekte, um sich als ebenbürtige Alternative zu beweisen.

Noch unklare Nachfrageentwicklung nach grünem Wasserstoff

Aus Anwendersicht besteht noch große Unsicherheit darüber, wann und in welchen Anwendungen der Markthochlauf für die Elektrolyse beginnt. Dies wird mit der noch unklaren Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen beim Strombezug, aber auch mit der Unklarheit bei künftigen klimapolitischen Anreizen zum Einsatz von grünem Wasserstoff erklärt.

Insbesondere die folgenden Anwendungen wurden als frühe Märkte für grünen Wasserstoff genannt:

- Brennstoffzellenmobilität als Treiber steigender Wasserstoffnachfrage, da hier mit bis zu 10 €/kg deutlich höhere Preise erzielbar sind als bspw. für Industriewasserstoff mit 2 bis 5 €/kg.
- Herstellung von synthetischen Kraftstoffen, ausgehend von erneuerbarem Wasserstoff. Der Ansatz hier einen frühen Markt zu schaffen, wurde von der Power-to-X-Allianz vorgestellt [58].
- Einsatz in Industrien, die bereits heute Wasserstoff nutzen, z. B. chemische Industrie, aber auch in Raffinerien.

Akteure, die im Bereich Betankungsinfrastruktur für Brennstoffzellenmobilität tätig sind, geben zu bedenken, dass die Auslastung von Vor-Ort-Elektrolyseuren an Tankstellen für PKWs auch die nächsten Jahre noch gering bleiben wird. Die Anlieferung von Wasserstoff ist hier derzeit meist die wirtschaftlichere Alternative. Werden

jedoch Flotten von Fahrzeugen betrieben, wie bspw. Busse, LKW und insbesondere auch Schienenfahrzeuge, so entstehen planbare Wasserstoffbedarfe, die auch den Einsatz von größeren Elektrolyseuren interessant machen.

Die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hätte den Vorteil, dass die bestehende Infrastruktur (Tankstellennetz, Erdgasnetz) und Anwendungen (Verbrennungsmotoren) genutzt werden können. Kritisch zu bedenken gegeben wird hier der deutlich höhere Energieeinsatz in kWh/km gegenüber der Brennstoffzellenmobilität. Ein künftig starker Ausbau dieser Technologie, bedarf daher eines zusätzlichen Zubaus an erneuerbaren Energien (Windkraft und Photovoltaik) in Deutschland, sofern nicht in größerem Maße auf Importe gesetzt wird.

Industriewasserstoff wird aus mehreren Gründen als geeigneter „früher Markt" für die Elektrolyse gesehen:

- Heute fossil (in der Regel aus Erdgas) erzeugter Wasserstoff kann direkt mit grünem Wasserstoff substituiert werden.
- Der Aufbau von Elektrolyseanlagen im industriellen Umfeld ist leichter umzusetzen als bspw. an öffentlich zugänglichen Tankstellen.
- Der erzeugte Wasserstoff ist direkt einsetzbar und eine hohe Verdichtung oder Aufbereitung sind meist nicht notwendig. Auch sind, im Gegensatz zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe, keine weiteren Schritte wie eine Methanisierung notwendig.

Um grünen Wasserstoff in der Industrie gegenüber Erdgas-Dampfreformierung wettbewerbsfähig zu machen wären allerdings deutlich klarere Anreize nötig, z. B. in Form von deutlich höheren CO_2-Preisen im Rahmen des EU-Emissionshandels (EU-ETS).

Raffinerien als mögliche Brücke zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse

Eine Kombination aus Mobilitätssektor und Industrieanwendung stellt der Vorschlag dar, fossilen Wasserstoff in Raffinerien durch erneuerbaren Wasserstoff zu ersetzen.

Die Wasserstoffnachfrage in Raffinerien entsteht im Wesentlichen im Entschwefelungsprozess und bei der Umwandlung langkettiger Kohlenwasserstoffverbindungen in kurzkettige und wasserstoffreiche Verbindungen. Hierfür ist meist zusätzlicher Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung nötig. Im Schnitt der verschiedenen Raffinerieprodukte wären bis etwa 2 % des Energiegehalts dem zugeführten Wasserstoff zuzurechnen – in bestimmten Fällen auch ca. 5–6 %. Dieser Energiegehalt könnte prinzipiell mit grünem Wasserstoff ersetzt werden.

Die Renewable Energy Directive (RED) gibt u. a. vor, zu welchen Anteilen Kraftstoffe in der EU aus erneuerbaren Quellen stammen müssen. Bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht bestehen für die Mitgliedsstaaten gewisse Ausgestaltungsspielräume. Die RED wird derzeit überarbeitet und die neue Fassung (RED2) wird voraussichtlich Ende des Jahres 2018 verabschiedet und ab dem Jahr 2021 gelten.

Je nachdem wie die finale Ausgestaltung der RED2 und die nationalen Implementierung in Deutschland ausfallen wird, könnte dadurch ab dem Jahr 2021 ein Marktumfeld geschaffen werden, indem bis Mitte der 2020er Jahre eine Nachfrage nach Elektrolyse an oder bei Raffinerien in der Größenordnung von 1 bis 2 Gigawatt entsteht.

Strombezugskosten als Haupthindernis für den Markthochlauf

Unabhängig davon, wo Nachfrage nach grünem Wasserstoff aus Elektrolyse zuerst entsteht, wird die Belastung des Strombezugs durch Abgaben, Umlagen und Steuern als zentrales Hindernis für den Markthochlauf gesehen.

Die durch den Gesetzgeber in Deutschland gegebenen Möglichkeiten zur Produktion strombasierter Kraftstoffe sind derzeit regulatorisch stark beschränkt und nur auf Einzelfälle anwendbar, vgl. mit Abschnitt 2.3. Die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens (z. B. Befreiung des Elektrolysestroms von Abgaben, Steuern und Umlagen) sollte deshalb oberste Priorität bei der Marktaktivierung der Elektrolyse haben.

Herkunft der Elektrizität für grünen Wasserstoff

Es besteht unter den Anwendern grundsätzlich Konsens, dass sich die Volllaststunden (VLS), mit denen sich Elektrolyseure mit Grünstrom betreiben lassen, langfristig am kombinierten Erzeugungsprofil von Windkraft und Photovoltaik orientieren werden. Ein VLS-Bereich von um die 3.000 h wird daher letztlich in Deutschland nicht überschritten werden (in Einklang mit Modellierungsergebnissen, vgl. mit Abbildung 5-11 in Abschnitt 5.3.2), auch dann nicht, wenn gezielt Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Versorgung von Elektrolyseanlagen zugebaut werden.

Wind- und PV-Bestandsanlagen, welche in den nächsten Jahren aus der EEG-Förderung ausscheiden, könnten ebenfalls interessante Geschäftsmodelle für Elektrolyseanwendungen ermöglichen. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es allerdings in der Windbranche oftmals attraktiver, kleinere Altanlagen abzubauen und durch neue, größere Anlagen zu ersetzen (Repowering).

Elektrolyseure könnten vorerst auch durchgehend, also im VLS-Bereich > 8.000 h, „grün“ betrieben werden, indem Herkunftsnachweise für den Grünstrom durch die Betreiber zugekauft werden. Zwar wird dies teilweise auch kritisch gesehen, da somit wertvoller grüner „Grundlaststrom“ anstelle von fluktuierender Erzeugung aus

Windkraft und Photovoltaik verbraucht wird. Als zeitlich und mengenmäßig begrenzte Übergangslösung könnte dies aber einen wichtigen Beitrag zur Marktaktivierung der Elektrolyse leisten, denn eine hohe VLS-Auslastung der Anlagen reduziert die Wasserstoffgestehungskosten maßgeblich und kann eine größere Wirkung entfalten als eine CAPEX-Förderung, vgl. mit Abbildung 94 in Abschnitt 9.4.1.

Weitgehende Einigkeit bestand darin, dass die oft propagierte Nutzung von nicht bedarfsgerecht erzeugtem Strom (oft als „Überschussstrom" bezeichnet) vorerst keine tragfähige Grundlage für den Elektrolyseausbau bietet. Zwar wurden im Jahr 2015 ca. 4,7 GWh im Rahmen der sogenannten Einsatz-Management- („EinsMan"-) Maßnahmen abgeregelt [59]. Allerdings verteilt sich diese Menge auf zu wenige Stunden im Jahr, um Elektrolyseanlagen wirtschaftlich zu betreiben. Auch ist der geographische Zusammenhang von abgeregeltem Strom einerseits und der Nachfrage nach Wasserstoff andererseits nicht unbedingt gegeben.

Einsatz von Wasserstoff im Gasnetz und Wärmesektor

Zur langfristigen Dekarbonisierung aller Sektoren, inklusive der Bereitstellung von Raumwärme, wurde auf die Bedeutung der Sektorkopplung hingewiesen, da eine komplette Elektrifizierung des Wärmebedarfs (mittels Wärmepumpen) als kaum realisierbar betrachtet wird. Die langfristige Weiternutzung des Erdgasnetzes mit erneuerbarem Methan oder Wasserstoff wäre demnach aus volkswirtschaftlicher Sicht eine sinnvolle Lösung. Als konkreter Schritt wurde hierzu vorgeschlagen, einen speziellen Primärenergiefaktor in der Energieeinsparverordnung (EnEV) für Heizungen zu schaffen, welche mit erneuerbaren Gasen auf Basis von oder in Form von Wasserstoff betrieben werden. Dies könnte dazu beitragen, dass solche Lösungen ähnlich stark wie Wärmepumpen am Markt nachgefragt werden, ohne dabei jedoch das Stromnetz während winterlichen Spitzenlastzeiten zu belasten.

Kurzfristig kann, als Nischenmarkt, das Anbieten von grünem (Erd-)Gas aus Wasserelektrolyse für sogenannte „Early-Adopters", also Endkunden die bereit sind, einen Mehrpreis für dieses Produkt zu bezahlen, tragfähig sein. Es werden bereit entsprechende Tarife am Markt angeboten, welche den Betreibern der Anlagen die wirtschaftliche Einspeisung von grünem Wasserstoff ins Erdgasnetz ermöglichen. Dies kann evtl. auch in Kombination mit Wasserstofftankstellen erfolgen, um dort die Auslas-tung von Elektrolyseanlagen zu steigern.

Ausblick aus Anwendersicht

Generell wird ein großer Handlungsbedarf gesehen, die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen zu verändern, wobei viele der befragten Anwender bzw. Verbände sich bereits in die Diskussion hierzu aktiv einbringen. Trotz der grundsätzlichen Übereinstimmung („Was erreicht werden soll") werden die Pfade zur Zielerreichung („Wie diese erreicht werden können") durchaus heterogen gesehen.

Die Transformationspfade des Energiesystems erfordern es, dass auch Zwischenschritte mit Ausnahmen möglich sind, was bedeuten könnte, dass zu Beginn nicht immer 100 % grüner Wasserstoff aus heimischer Windkraft und Photovoltaik erzeugt wird, sondern z. B. auch ausländische Wasserkraft über Herkunftsnachweise dazu eingesetzt werden kann.

Eine möglichst technologieoffene Ausgestaltung der Marktaktivierung wurde mehrfach als sinnvoll erachtet, damit sich die kostengünstigsten Optionen durchsetzen können.

Als Tenor aller Gespräche kann gelten, dass bereits heute in allen Sektoren die Weichen gestellt werden müssen, um bis zum Jahr 2050 die anvisierte Dekarbonisierung zu erreichen. Dabei spielt Planbarkeit bei Investitionen mit Blick auf eine langfristige Perspektive der Nutzung von Wasserstoff eine zentrale Rolle.

6.3 Vergleich Modellergebnisse und Akteurssicht

Die modellierten Elektrolysebedarfe mit einer Bandbreite zwischen den einzelnen Szenarien von 137 bis 275 GW im Jahr 2050, vgl. mit Abschnitt 5.3) liegen im oberen Bereich dessen, was auch in anderen Energiesystemanalysen gefunden werden kann, vgl. mit Abbildung 6-1. Im Kontext zu anderen Studien erscheinen sie unter den gewählten Rahmenbedingungen plausibel. Jedoch bestehen Unterschiede zwischen den Szenarien und der heutigen Akteurssicht, was den Ausbau bis zum Jahr 2030 betrifft. Aus Akteurssicht wird bis zum Jahr 2030 ein vergleichsweise geringer Wasserstoffbedarf in der Mobilität gesehen. Die Modellergebnisse, die vor allem auch durch die Einhaltung der Klimaschutzziele in den 2020er Jahren getrieben sind, sagen dagegen bereits einen raschen Ausbau der Wasserstoffmobilität in diesen Jahren voraus, bspw. eine EL-Leistung von ca. 6 GW gemäß Szenarios S3 bis Mitte der 2020er Jahre vor allem für den Verkehrsbereich. Dies würde bedeuten, dass in den nächsten Jahren ein massiver Ausbau der Brennstoffzellenmobilität einsetzt, vgl. mit Anhang A.9. Da die dafür notwendigen drastischen politischen Maßnahmen (z. B. zeitnahe Zulassungsverbote für Verbrennungsmotoren) derzeit nicht absehbar sind, wird dies für unwahrscheinlich gehalten.

Von Akteursseite wird dagegen im Zeitraum bis 2030 eher ein möglicher Markt für Wasserstoff in Raffinieren (über die RED2) oder durch andere Marktaktivierungsprogramme gesehen (z. B. Vorschlag der Power-to-X Allianz [58]). Auch die Nachfrage nach erneuerbarem, industriellem Wasserstoff wird eher noch zeitlich vor der Brennstoffzellenmobilität gesehen.

Mit Blick auf die 2030er Jahre besteht dagegen Konsens, dass dann mehrere Gigawatt im In- oder Ausland jährlich zugebaut werden müssen, um den Bedarf an grünem Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele, in Deutschland, insbesondere auch im Verkehrssektor, zu decken.

7 Ableitung des zukünftigen Komponentenbedarfs und geeigneter Fertigungs-verfahren

7.1 Abschätzung des künftigen Komponentenbedarfs

Von denen durch die Nutzwertanalyse als kritisch eingestuften Elektrolyseur-Komponenten werden im folgenden Abschnitt pro Technologie drei Kernkomponenten ausgewählt, die hinsichtlich ihrer Herstellung näher betrachtet werden sollen. Die entsprechende Auswahl wird durch die Höhe der Punktzahl der NWA, vgl. mit Abschnitt 4.6, gerechtfertigt.

Im Speziellen sollen dadurch potenzielle Versorgungsengpässe und mögliche Risiken während der Skalierung der Produktion identifiziert werden. Neben einer generellen Übersicht möglicher Fertigungsverfahren je Komponente umfasst der nachfolgende Abschnitt die Auswahl und Analyse derjenigen Herstellverfahren, die derzeit in Form groß-industrieller Prozesse angewendet werden, bzw. dahingehend ein vielversprechendes Potenzial bieten. Diese sind in den Anhängen A.11 bis A.13 jeweils grün markiert. Zur Formulierung einer Investitionskostenabschätzung für die Elektrolyseindustrie werden die prognostizierten Ausbauraten, siehe Abschnitt 7.1, der einzelnen Elektrolysetechnologien des Referenzszenarios S3 bis zum Jahr 2050 auf Komponentenbedarfe für entsprechende Elektrolyseure umgerechnet. Zur Ermittlung sinnvoller Produktionskapazitäten und dem entsprechenden Zubau werden die modellierten Bedarfe mit Hilfe linearer Optimierung geglättet. Nach Möglichkeit wird im weiteren Vorgehen eine beispielhafte Produktionsanlage identifiziert, die in der Lage ist, den jeweiligen Produktionsprozess abzubilden. Anhand abgeschätzter Produktionskapazitäten und Investitionskosten der entsprechenden Anlagen soll der für die Deckung der zukünftigen Bedarfe notwendige Kostenaufwand ermittelt werden. Dabei findet eine Aggregation über den betrachteten Zeitraum 2020 – 2050 statt. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Kosten wird aufgrund diverser Kriterien wie zukünftige FuE, einer Veränderlichkeit der Industrielandschaft und verschiedenen möglichen Material- und Maschinenkonzepten nicht angestrebt. Der lange Betrachtungszeitraum von 30 Jahren verstärkt diese Unsicherheitsfaktoren.

7.1.1 Zugrunde gelegter Bedarf an Elektrolysesystemen

Um den Transformationsbedarf in der Elektrolyseindustrie, insbesondere mit Blick auf künftige Herstellverfahren zu bestimmen, wurden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung mit den Erkenntnissen aus der Akteursumfrage und dem Literaturüberblick verglichen. Letztlich wurde das Referenzszenario S3 aus den Modellierungsergebnissen als Grundlage herangezogen, um die künftig notwendigen Fertigungskapazitäten in der Elektrolyseindustrie zu ermitteln. Dieses Szenario liegt mit 44 GW bis zum Jahr 2030 bzw. 213 GW bis zum Jahr 2050 beim Ausbau der Elektrolyse zwar über der Mehrzahl der Studien des Literaturüberblicks. Studien,

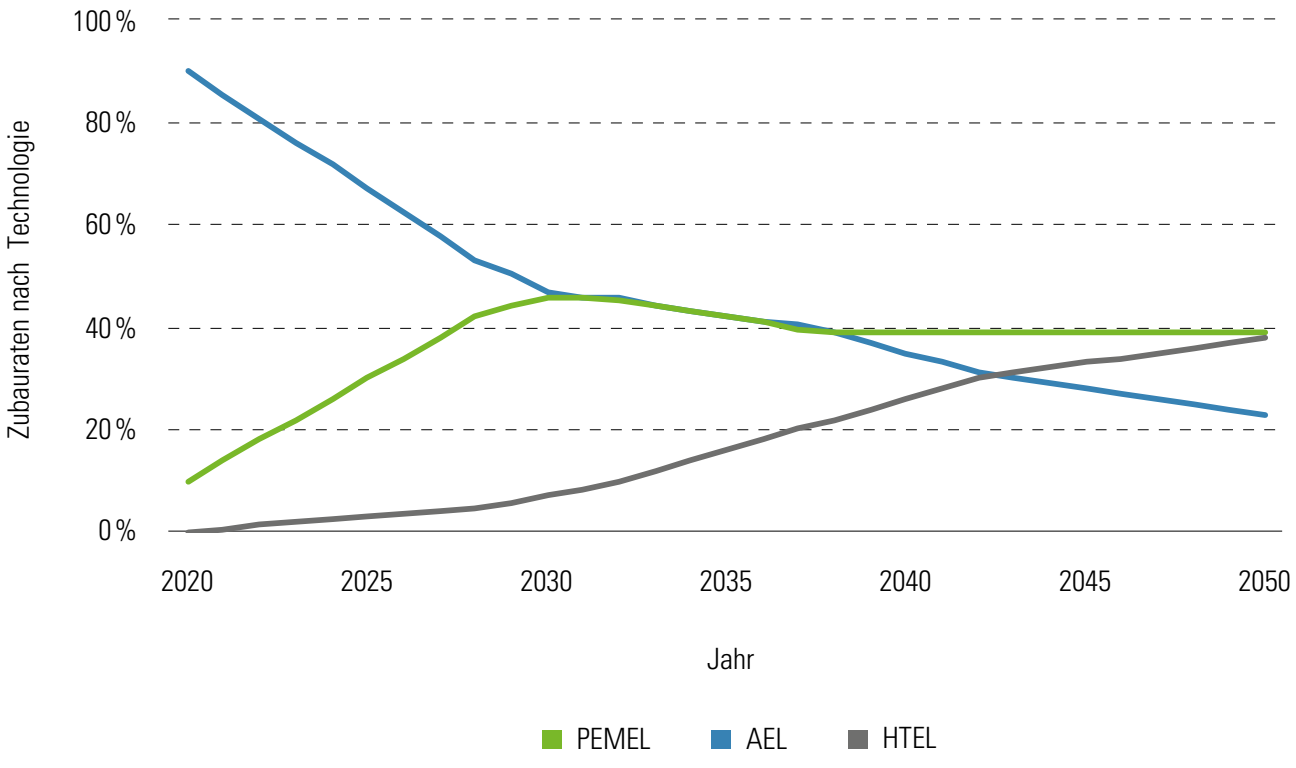
welche für Deutschland einen niedrigeren Bedarf ausweisen, beinhalten jedoch oftmals größere Mengen an importierten synthetischen Kraftstoffen, für die dann außerhalb Deutschlands Elektrolysekapazität aufgebaut werden muss. Aus Sicht der Elektrolyseindustrie, und der Hochskalierung der Produktionsprozesse ist es jedoch zunächst unerheblich wo die Systeme letztlich installiert werden. Im Kern dient die Verwendung einen progressiven Ausbauszenarios dazu, geeignete Fertigungsprozesse und die Materialkritikalität zu bewerten.

7.1.2 Aufteilung der Marktanteile nach Technologieart

Da die zukünftige technische- und kostenseitige Entwicklung der einzelnen Elektrolysetechnologien mit zum Teil erheblichen Unsicherheiten behaftet ist und die Unterschiede in den Charakteristika zwischen diesen Technologien zum Teil verschwimmend sind, erscheint es nicht angebracht, aus diesen geringen Unterschieden eine einzelne marktdominierende Technologie abzuleiten.

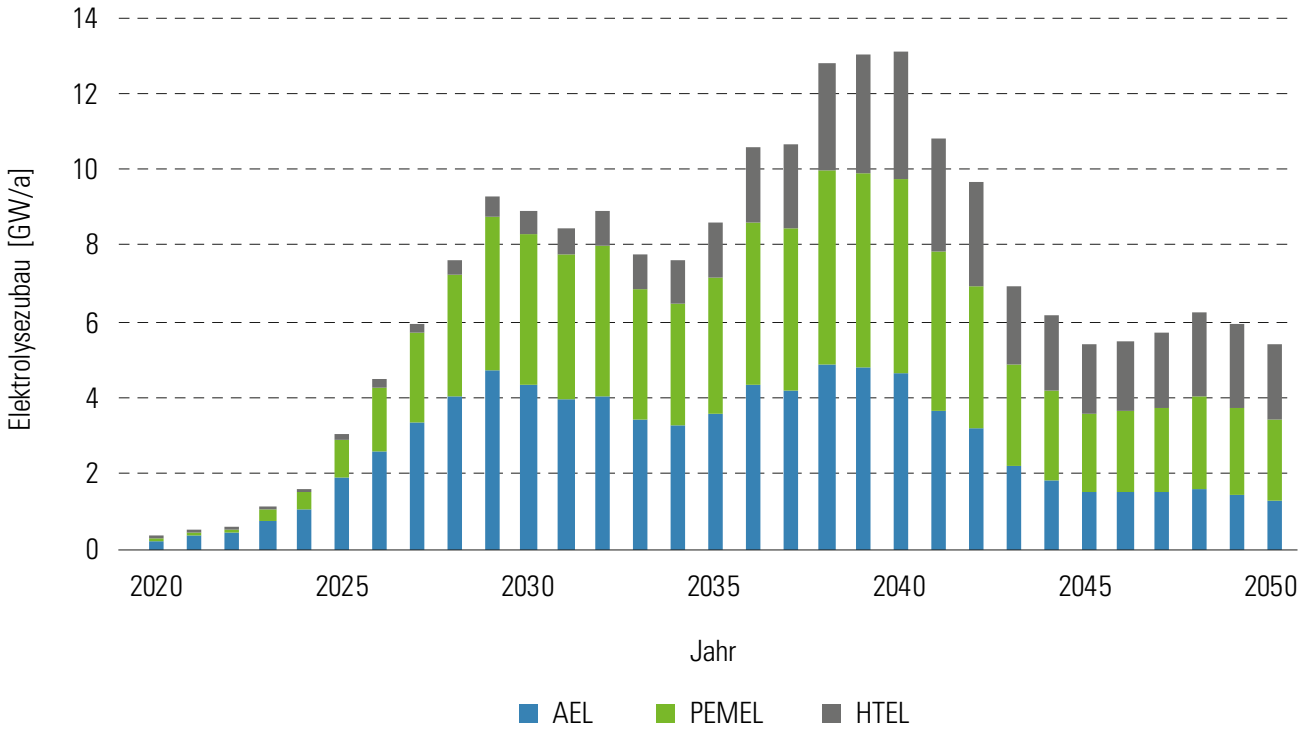
Im Rahmen der Interviews mit Akteuren der Anwenderseite, sowie im Rahmen der Stakeholder-Workshops konnte zudem keine grundsätzliche Technologiepräferenz je nach Anwendungsfall identifiziert werden. Die Einschätzungen hierzu sind in Abschnitt 6.2 näher erläutert.

Abbildung 7-1: Technologieanteile im jährlichen Zubau gemäß Szenario S3



Es wird daher angenommen, dass sich der Elektrolyseausbau grundsätzlich technologieneutral gestalten wird, und die einzelnen Technologien entsprechend ihrer Wettbewerbsfähigkeit Marktanteile erlangen. Wie sich diese Anteile im Einzelnen entwickeln werden, ist dabei aus heutiger Sicht jedoch nicht aussagekräftig quantifizierbar. Als Grundlage für die Abschätzung des künftigen Komponentenbedarfs je Technologie, werden daher plausible Entwicklungspfade definiert, vgl. mit Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2. Diese berücksichtigen zum einen den heutigen Entwicklungsstand und Produktverfügbarkeit der drei Technologien (alkalische Elektrolyse voll kommerziell verfügbar, PEM-Elektrolyse in der Megawatt-Klasse in der Markteinführung, HT-Elektrolyse noch am Beginn der Kommerzialisierung). Zum anderen wird angenommen, dass alle drei Technologien langfristig wettbewerbsfähig sein werden. Der Marktanteil würde sich demnach von heute hauptsächlich alkalischer Elektrolyse sukzessive zu einem Technologiemix entwickeln. Da langfristig noch größere Entwicklungspotenziale in der PEM- und HT-Elektrolyse gesehen werden als in der alkalischen Elektrolyse, wird von einem sinkenden Marktanteil der alkalischen Elektrolyse nach dem Jahr 2030 ausgegangen. Bezogen auf die im Jahr 2050 kumulativ installierte Elektrolysekapazität wird daher ein Ausbaupfad bis zum Jahr 2050 mit einem Technologiemix von 40 % AEL, 40 % PEMEL und 20 % HTEL vorgegeben. Der geringere Anteil der HT-Elektrolyse ergibt sich aus dem deutlich späteren Start in den Markt. Zusätzlich zu erwähnen ist das quantitativ und räumlich limitierte Abwärmepotenzial, vgl. mit Tabelle 5-1, was einen deutlich stärkeren HTEL-Ausbau erschweren würde.

Abbildung 7-2: Jährlicher Zubau in GW nach Technologie in Szenario S3 (es sind die jeweils über drei Jahre geglätteten Zubauraten angegeben)



Dieser Ausbaupfad wird im Weiteren herangezogen, um den Komponentenbedarf der einzelnen Technologien in den jeweiligen Jahresscheiben zu ermitteln. Auch falls der tatsächliche Marktanteil bspw. nicht bei 40 %, sondern bei 30 % oder 50 % liegen würde, kann davon ausgegangen werden, dass sich die entsprechenden Produktionsprozesse nicht signifikant unterscheiden. Die Größenordnung des jährlichen Bedarfs, und damit die Auswahl des Herstellverfahrens bliebe vergleichbar.

7.1.3 Methodik zur Abschätzung des Komponentenbedarfs

Der im Folgenden diskutierte Komponentenbedarf basiert auf den ermittelten Zubauraten des Referenzszenarios S3, siehe Abschnitt 5.3. Verschiedene Annahmen auf Komponentenebene ermöglichen die Umrechnung der ermittelten Ausbauraten, ausgedrückt in Gigawatt Systemleistung, in Quantitäten an einzelnen Zellkomponenten je Technologie. Wo möglich wird auf die erhobenen KPI-Mittelwerte für das Stützjahr 2030 aus der Akteursumfrage zurückgegriffen, siehe Abschnitt 4.2 und Abschnitt 4.4, da in dieser Periode hohe Ausbauraten gemäß der Szenarienbetrachtung erreicht werden.

Vor allem die Annahmen mit Bezug zum Zell- und Stackdesign beruhen hingegen auf internem Expertenwissen im Projektteam und auf Literaturquellen. Auf einen erneuten Abgleich mit den Herstellern wird verzichtet, da dieser nur marginalen Einfluss auf die qualitativen Aussagen hätte (z. B. Flächennutzungsgrad der Membran 80 % oder 90 %). Die konkret verwendeten Werte und getroffenen Annahmen sind im Anhang A.10 aufgelistet.

7.2 Herstellung kritischer Komponenten für die alkalische Elektrolyse

Von den als kritisch identifizierten Komponenten der alkalischen Elektrolyse wird das Diaphragma, die Anode sowie die Kathode zur näheren Betrachtung herangezogen, vgl. mit Abschnitt 4.6.3. Aus bereits genannten Gründen wird die Leistungselektronik nicht weiter analysiert, siehe ebenfalls Abschnitt 4.6.3.

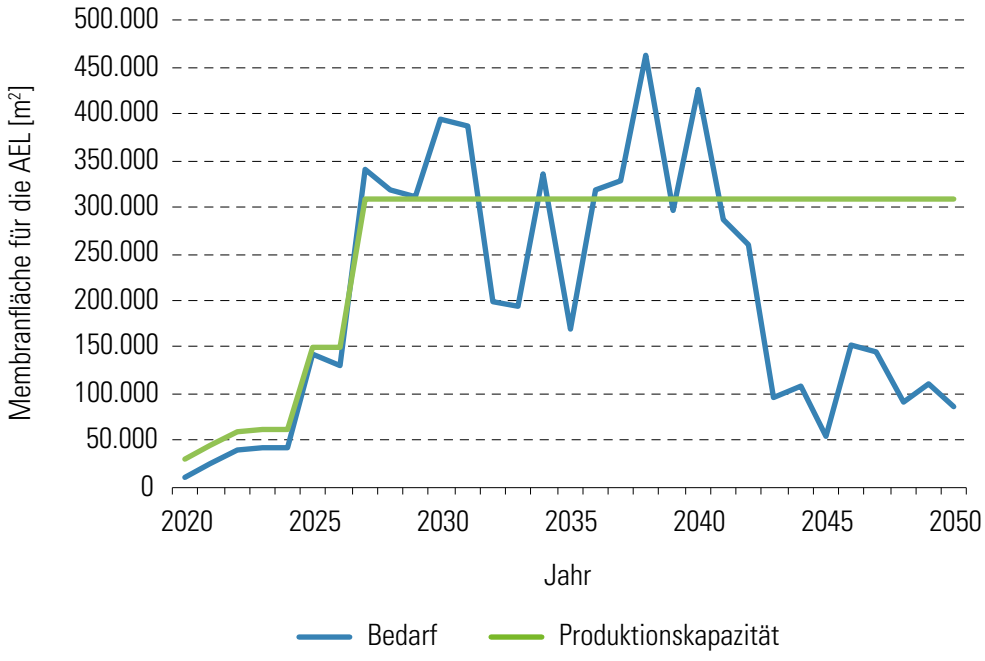
7.2.1 Diaphragma/Membran

Seit dem Verwendungsverbot asbesthaltiger Materialien auf europäischer Ebene im Jahr 2005 ist als Separator für alkalische Elektrolyseure die ZrO_2-Polysulfonmembran Zirfon®Perl marktdominierend [60]. Das von VITO Research entwickelte und von der Agfa-Gevaert Group vermarktete Produkt ist laut Vogt et al. derzeit das einzige kommerziell erhältliche Membranmaterial für die alkalische Elektrolyse [61].

Auf dieser Basis und anhand eines Experteninterviews wird die Herstellung von Zirfon®Perl durch Foliengießen als dominierende Herstellmethode für den AEL-Separator identifiziert (siehe Anhang A.11). Einige AEL-Systemanbieter berichten, dass sie für die Separatoren auf Eigenentwicklungen zurückgreifen, welche bei Zulieferern im Auftrag gefertigt werden. Es ist aber anzunehmen, dass sich die Herstellprozesse nicht fundamental vom Verfahren der Zirfon®Perl-Herstellung unterscheiden.

Beim Foliengießen von Zirfon®Perl wird zunächst eine Gießmasse aus Polysulfon, feinen Zirkoniumoxid-Partikeln und einem Lösungsmittel (typischerweise N-Methyl-Pyrrolidone) hergestellt. Diese wird durch einen Rakel- oder einen Kalanderprozess auf ein Verstärkungsmaterial aufgebracht. Als Substrat dient dabei zumeist ein Polyphenylensulfid-Textil. Das benetzte Trägermaterial wird anschließend in einem Tauchbad durch ein weiteres Lösungsmittel (meist Wasser oder Alkohol) geführt. Selbiges verhält sich gegenüber dem Polysulfon als ein Nicht-Lösemittel [62]. Dies induziert die Verdunstung des ersten Lösemittels aus-, und die zeitgleiche Diffusion des zweiten Lösemittels in die Folie [63]. Es folgt die Konfektionierung bzw. das Wickeln auf Transferrollen. Ein vollständig automatisierter, großskaliger Prozess basierend auf der beschriebenen grundsätzlichen Vorgehensweise ist Ergebnis der Arbeiten von Mues und Cobben [64]. Dieser nutzt Duplex-Imprägnierköpfe, die eine Spinnlösung aus Membranpolymer und Lösungsmittel auf ein poröses Trägermaterial aufbringen. Ebenfalls erfolgt anschließend eine Phaseninversion durch ein Nicht-Lösungsmittel.

Abbildung 7-3: Bedarf und Produktionskapazität für die alkalische Membran



Darauf folgend werden die Rückstände der Lösungsmittel entfernt. Einzelheiten zum Produktionsprozess können der entsprechenden Patentschrift entnommen werden [64]. Die Agfa-Gevaert-Group bietet die Zirfon®Perl-Membran mit Flächen von bis zu 1,75 x 1,75 m^2 an. Die große Beschichtungsbreite lässt auf eine dementsprechend hohe Produktionskapazität schließen. Kontinuierliche Foliengießanlagen (bspw. der Keko Equipment Ltd.) ermöglichen einen flexiblen Vorschub von 0,1 bis 6 m/min (allerdings bei Beschichtungsbreiten von 200 bis 500 mm). Nimmt man exemplarisch den Mittelwert von 3 m/min sowie die Beschichtungsbreite von 1,75 m an, so können mit einer Anlage jährlich rund 1.445.000 m^2 Membran im Dreischichtbetrieb hergestellt werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass Anlagen mit derartigen Ausmaßen auch mit einem schnelleren Vorschub arbeiten können. Zudem wird seitens der Membranhersteller versichert, dass auf steigende Nachfragen angemessen und schnell reagiert werden könne. Dies erscheint plausibel, da die notwendigen Produktionskapazitäten der Stichjahre 2030 und 2050 unter getroffenen Annahmen jeweils nur ca. 300.000 m^2 betragen, siehe Abbildung 7-3. Als Fazit würde in den Jahren 2030-2050 sogar eine einzelne, große Anlage signifikante Überkapazitäten für den Bedarf in Deutschland ermöglichen.

7.2.2 Anodenherstellung

Großer Vorteil der alkalischen Elektrolyse ist, dass die Herstellung keine knappen oder kritischen Rohstoffe benötigt. In gängigen Elektrolyseurkonzepten wird als Anodenmaterial Nickel verwendet, da es verhältnismäßig günstig ist und eine gute elektrochemische Aktivität und Beständigkeit in alkalischen Umgebungen besitzt [65]. Auf der Kathodenseite wird neben Nickel auch auf Stahl und Edelstähle zurückgegriffen [60, 66]. Generell haben sich Streckmetalle und Metallfilze als Elektrodensubstrat durchgesetzt [67–69]. Die entsprechende Oberflächenstruktur dient zur Vergrößerung der aktiven Fläche sowie zur Ausleitung von Gasbläschen. Um die notwendige Zellspannung zu verringern, können die Elektroden mit einer Katalysatorbeschichtung überzogen werden. Hierfür wird für die Anode in vielen Fällen aktivierter Raney-Nickel herangezogen [66, 67, 70]. Die Herstellungsmethoden für die AEL-Anode sind in Tabelle A-20 im Anhang A.11 zusammengefasst.

Zurzeit sind Streckmetalle noch das dominierende Basismaterial für Elektroden konventioneller Elektrolyseure [60, 71]. Die Produktion von Streckmetallen ist automatisiert und kontinuierlich in Form eines Rolle-zu-Rolle-Prozesses möglich. Alternativ ist ein direkter Zuschnitt auf die erforderlichen Maße anschließend an den Schnittstanz-Prozess denkbar. Während des Produktionsprozesses wird ein Metallblech mit versetzten Schnitten überzogen. Unterdessen erfährt das Blech eine mechanische Streckung. Dabei wird das Blech durch den Zwischenraum zweier Klingen geführt. Davon ist die obere Klinge gezahnt und versetzbar, während die Untere eine ebene Schnittfläche besitzt und starr angebracht ist. Die gezahnte Klinge fährt auf der

y-Achse nach unten, schneidet mit den Schneidvorsprüngen in das Blech ein und dehnt dabei das Blech so aus, dass es über die Schnittkante der starren Klinge übersteht. Anschließend wird die gezahnte Klinge nach oben gefahren und um eine halbe Maschenweite versetzt, während das Blech um eine definierte Weite in x-Achse vorangezogen wird. Wiederum schneidet die obere Klinge in das Blech, wodurch Maschen mit rhombischen Öffnungen entstehen. Dieser Vorgang wiederholt sich [72].

Pletcher et al. sowie Zhang et al. nutzen in ihren Arbeiten Streckmetalle mit einer Dicke von 0,1 mm, einer Maschenlänge von 1 mm und einer Stegbreite von 0,1 mm [73, 74]. Exemplarisch sind Maschinen der Firma M. Brück GmbH & Co. KG in der Lage, solche Streckmetalle herzustellen. Eine entsprechende Maschine mit einer Produktionskapazität von maximal 79.200 m²/a (bei Dreischichtbetrieb) kostet laut Listenpreis ca. 450.000 €. Darin beinhaltet sind eine Abrollvorrichtung, die Streckmetall-Stanzanlage, eine Plättwalze sowie eine Aufrollvorrichtung. Ebenfalls ist die Montage der Fertigungslinie inkludiert. Der prognostizierte Bedarf an AEL-Elektroden wird mit Hilfe der vorgestellten Optimierung geglättet, die entsprechende Produktionskapazität ist in Abbildung A-10 im Anhang dargestellt. Um die Gesamtbedarfe bis zum Jahr 2030 und respektive 2050 zu bedienen, wird somit ab dem Jahr 2027 eine Produktionskapazität von ca. 520.000 m²/a benötigt.

Abbildung 7-4: Brück Expanded Metal line 18-M-STM-005764 [Brück N.V.]

Dieser Bedarf könnte bspw. mit sieben Anlagen des Typs „Brück Expanded Metal line 18MSTM005764“ (siehe Abbildung 7-4) gedeckt werden. Entsprechend betragen die hierfür notwendigen Investitionskosten ca. 3.000.000 €. Ähnlich wie bei der AEL-Membranherstellung lassen sich unter getroffenen Annahmen Überkapazitäten nicht verhindern.

Beachtet werden muss dabei, dass auch im Anlagenbau von einem technologischen Fortschritt ausgegangen werden kann. Dieser geht aller Voraussicht mit einer Erhöhung der Anlagenkapazität einher. Hinzu kommen potenzielle Faktoren wie alternative Materialien v. a. für die Kathode sowie die Nutzung einer größeren Maschenweite. Diese würden die Anforderungen an die Produktionsmaschinen verringern, schnellere Taktzeiten ermöglichen und in geringeren Investitionskosten resultieren. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass sich in Zukunft Elektroden aus Nickelschaum weiter durchsetzen könnten. Die Gesamtmenge des benötigten Elektrodenmaterials würde sich somit auf verschiedene Herstellungsverfahren diversifizieren. Eine dahingehende Investitionsabschätzung wäre mit noch größeren Unsicherheiten behaftet. Generell lässt sich jedoch die Aussage treffen, dass der Elektrodenbedarf auch mit heutigem technologischem Stand keine signifikanten Investitionen erfordert.

Für die Beschichtung der Elektroden wurden diverse Verfahren identifiziert. Aufgrund der Experteneinschätzung und der Anzahl an korrespondierender Literatur wird das Auftragsverfahren „Thermisches Spritzen" im Folgenden näher betrachtet (siehe auch Tabelle A-20 in Anhang A.11). Neben dem Vakuum- und Niederdruck- wird auch auf das atmosphärische Plasmaspritzen zurückgegriffen, da eine einfache Skalierbarkeit und Unabhängigkeit von Form und Größe der Substrate gegeben ist [68, 70, 75]. Jedoch leidet aufgrund schwer kontrollierbarer, chemischer Reaktionen die Reproduzierbarkeit. Trotzdem identifizieren Yde et al. das atmosphärische Plasmaspritzen neben der Galvanotechnik als Prozess mit dem größten Potenzial zur Elektrodenbeschichtung auf einem kommerziellen Level [61, 76]. Beim atmosphärischen Plasmaspritzen wird durch Anlegen einer Gleichspannung ein Lichtbogen mit hoher Energiedichte erzeugt. Durch den Lichtbogen wird ein Gasgemisch geleitet, das bei Durchfluss ionisiert. Dadurch heizt sich das Gas auf Temperaturen bis 20.000 K auf. In den Plasmastrom eingeleitete Pulverpartikel schmelzen und werden mit hohen Geschwindigkeiten mitgerissen, bis sie auf das zu beschichtende Substrat treffen, an dem sie haften bleiben.

7.3 Herstellung kritischer Komponenten für die PEM-Elektrolyse

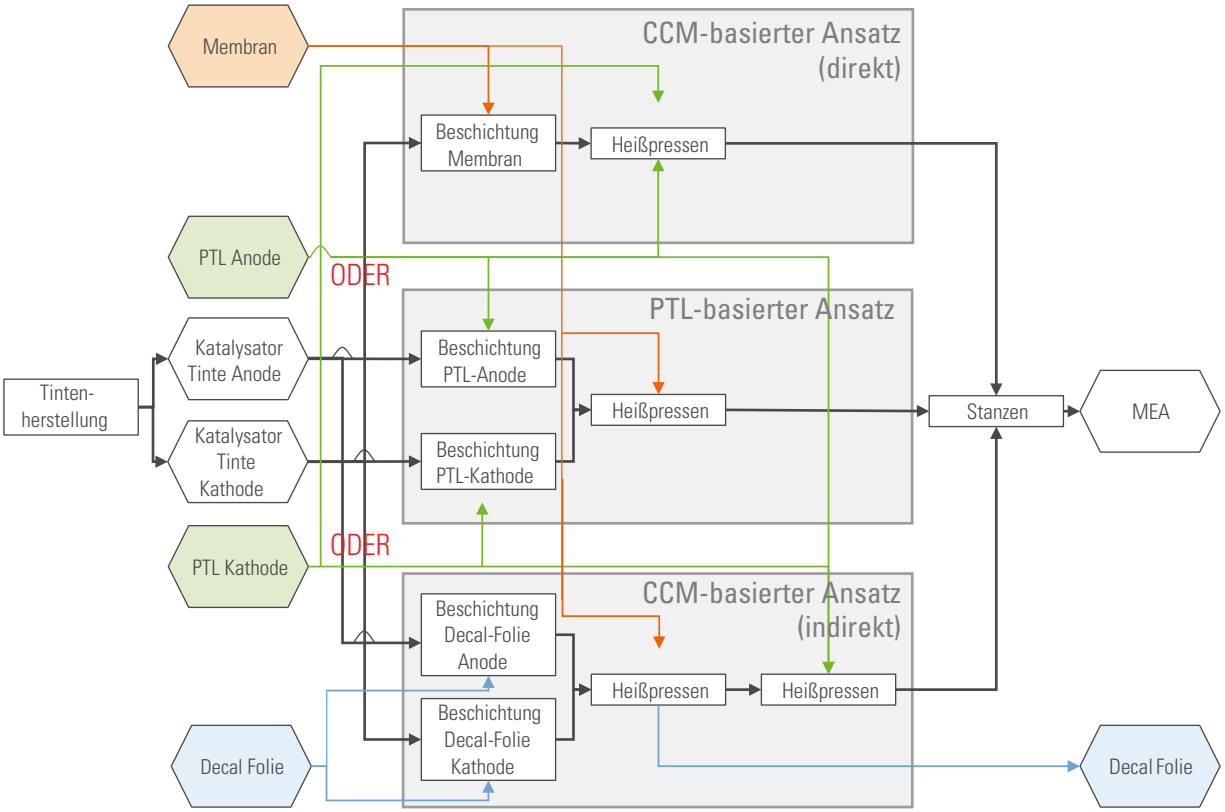
Bezüglich der PEM-Elektrolyse wurden die MEA, die anodenseitige PTL und die Bipolarplatte als kritisch eingeschätzt, vgl. wiederum mit Abschnitt 4.6.

7.3.1 Membran-Elektroden Einheit

Bei der MEA-Herstellung existieren zwei grundlegende Vorgehensweisen. Generell wird eine Elektrodenschicht in Form einer flüssigen Tinte oder feuchten Paste (bestehend aus Katalysator, PFSI und Lösemittel) auf ein Substrat aufgebracht. Beim

PTL-basierten Ansatz wird hierfür als Substrat die poröse Transportschicht (engl.: porous transport layer, PTL, im Falle der PEM-Brennstoffzelle häufig auch als engl.: gas diffusion layer, GDL, bezeichnet) verwendet, während beim CCM-basierten Ansatz (engl.: catalyst coated membrane, CCM) die Membran beschichtet wird. Beim CCM-basierten Ansatz wird wiederum zwischen einem direkten und indirekten Prozess unterschieden. Beim indirekten Prozess, auch Decal-Prozess genannt, wird die Tinte zunächst auf eine Transferfolie (meist Teflon, PTFE) aufgetragen und von dieser auf die Membran übertragen. Der direkte CCM-basierte Ansatz überspringt diesen Schritt und beschichtet die Membran direkt. Abbildung 7-5 verdeutlicht die unterschiedlichen Prozesse und deren Teilschritte bei der Herstellung einer 5-lagigen MEA (PTL, Anode, Membran, Kathode, PTL).

Abbildung 7-5: Herstellungsprozesse MEA



Um eine kontinuierliche Prozessführung zu ermöglichen, wird beim Heißpressen zum Teil auf Walzenkalander zurückgegriffen. Ein Rolle-zu-Rolle-Prozess kann somit realisiert werden. Alle drei Prozesse haben grundsätzlich das Potenzial in der Massenproduktion Verwendung zu finden und sind teilweise in der Fertigung von PEM-Brennstoffzellen bereits im Einsatz. Zu beachten ist jedoch die vergleichsweise hohe Steifigkeit der in der Elektrolyse Verwendung findenden porösen Transportschicht aus Titan (PTL). Die Einbindung dieser Komponente in einen kontinuierlichen Fertigungsprozess bedarf einer gründlichen Betrachtung. Nachteile wie das Eindringen der Katalysatortinte in die poröse PTL (PTL-basierter Ansatz) oder das Knittern

der Membran während der Benetzung mit dem Lösungsmittel (direkter CCM-basierter Ansatz) werden beim Decal-Prozess umgangen, da die Elektrodentinte bei Kontakt mit der Membran bereits ausgehärtet ist. Allerdings geht der zusätzliche Prozessschritt der Nutzung einer Decal-Folie mit zusätzlichen Kosten einher. Die Verstärkung der Membranen sowie die Nutzung geeigneter Lösungsmittel sind bereits angewendete Ansätze, die das angesprochene Falten der Membran beim direkten CCM-Prozess verhindern [77]. Ein entsprechendes Reinforcement der Membran ermöglicht auch die Anwendung höherer Zugkräfte und demzufolge höhere Vorschubgeschwindigkeiten beim Produktionsprozess. Trotzdem wird im industriellen Umfeld derzeit zumeist auf den Decal-Prozess zurückgegriffen, da die Einstellung der Prozessparameter gut verstanden und vergleichsweise einfach kontrollierbar ist. Es wird deshalb in dieser Studie davon ausgegangen, dass dieser Prozess auch bei einer zukünftigen Steigerung des Bedarfs als kosteneffizienter Herstellungsprozess genutzt wird. Generell kann die Katalysatortinte mit verschiedensten Auftragsverfahren aufgebracht werden. Frölich nennt hierzu bspw. Siebdruck, Rakel oder Schlitzdüsen [77].

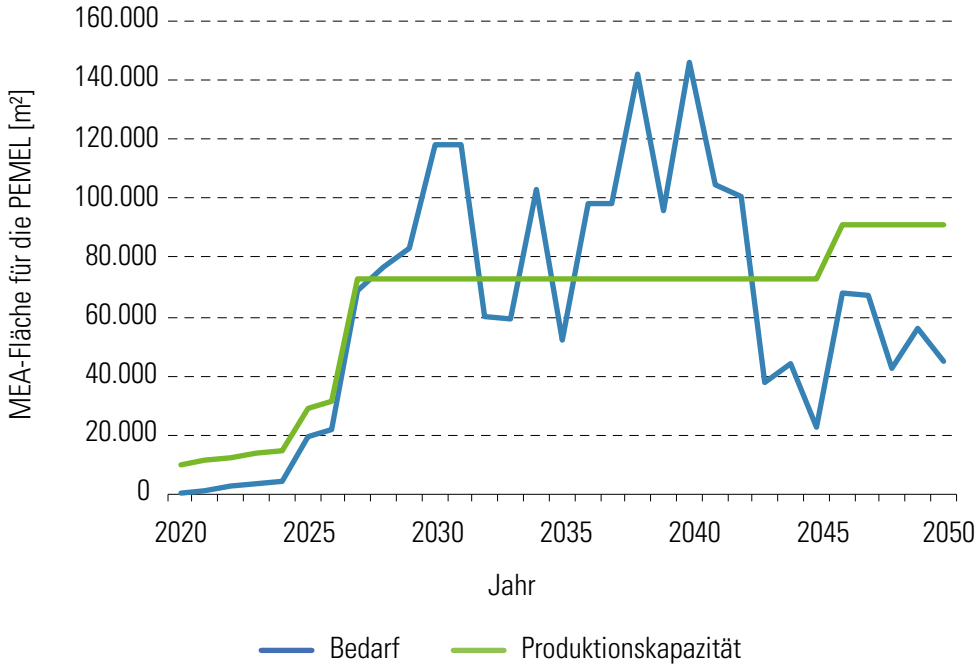
Nachdem in den Jahresberichten bezüglich der Kostenabschätzung einer PEM-Brennstoffzellen-Massenproduktion der Strategic Analysis Inc. in den Jahren von 2011 bis 2014 der „Nanostructured Thin Film Catalyst"- (NSTF-) Prozess betrachtet wurde, wird das Auftragsverfahren durch Schlitzdüsen als aussichtsreichster, direkter Prozess angesehen [78]. Zunächst wird dabei die Katalysatortinte aus den vier Bestandteilen Katalysator (15 wt% $PtNi_3$/C), Methanol (37,5 wt%), Wasser (37,5 wt%) und einem Ionomer (10 wt% Nafion®) hergestellt. Im Anschluss wird die Flüssigkeit entweder per beid- oder einseitigem Verfahren auf die Membran aufgetragen. Die signifikant höhere Produktivität des beidseitigen Auftragsverfahrens geht mit entsprechend höheren Investitionskosten einher, weshalb dieses Herstellungsverfahren erst ab hohen Stückzahlen wirtschaftlich ist [78].

Zur Verdeutlichung der notwendigen Fertigungsschritte soll beispielhaft die Coatema Coating Machinery GmbH als Hersteller von Produktionsanlagen an dieser Stelle genannt werden. Eine entsprechende kontinuierliche Produktionsanlage wie der Basecoater 3G ermöglicht Fertigungskapazitäten von bis zu 2,9 Mio. Quadratmeter Membranfläche pro Jahr[1]. Dies entspricht fast dem 20-fachen Wert der berechneten Bedarfsspitze in den 2040er Jahren. Die benötigte Produktionskapazität von ca. 73.000 m² im Stichjahr 2030 würde somit mit einer Anlage knapp 40-mal abgedeckt werden. Entsprechend könnte die benötigte Produktionskapazität im Jahr 2050 von ca. 91.000 m² mehr als 30-mal erbracht werden, vgl. mit Abbildung 7-6.

[1] Bei Annahme eines Dreischichtbetriebes mit 22 Stunden Arbeitszeit pro Tag und 220 Arbeitstagen pro Jahr. Anlagenseitig wird mit einer Beschichtungsbreite von 1.000 mm und einem Vorschub von 10 m/min gerechnet.

Aller Voraussicht nach kann der zukünftige Bedarf in Deutschland somit auch durch kleinere Produktionsanlagen gedeckt werden. Zu beachten ist jedoch, dass die Rollenbreite mindestens der Breite der benötigten MEAs entsprechen muss. In dieser Studie wird mit Breiten von ca. 450 bis 750 mm gerechnet. Eine detaillierte Aufstellung der Investitionskosten der vorgestellten Maschine ist aufgrund von Geheimhaltungsvereinbarungen nicht möglich. Auf Basis der dargestellten potenziellen Produktionskapazität ist jedoch davon auszugehen, dass die anstehenden Investitionen bei Anstieg des Bedarfs keine unüberwindbaren Hürden für MEA-Hersteller darstellen werden.

Abbildung 7-6: Bedarf und Produktionskapazität für die MEA der PEM-Elektrolyse



7.3.2 Anodenseitige PTL

Die anodenseitige, poröse Transportschicht (engl.: porous transport layer, PTL) in der PEM-Elektrolyse wird derzeit aufgrund hoher Korrosionsbeständigkeiten ausschließlich aus Titanmaterialien hergestellt [79]. Dabei existieren drei verschiedene Konzepte, siehe im Anhang Tabelle A-21. Bei der Herstellung von Titanfilzen werden zunächst Metallfasern mittels Verfahren wie dem „Bundle Drawing“, dem „Foil Shaving“, oder dem Schmelzspinnen hergestellt. Diese werden in einem Sinterverfahren zu Filzen verarbeitet. Durch anschließendes Walzenpressen werden einheitliche Dicken und Oberflächen gewährleistet. Arenas et al. verweisen auf Ti-Filze der belgischen NV Bekaert SA [80]. Auf Anfrage bezüglich der Deckung der prognostizierten Bedarfe wurde kommuniziert, dass die firmeneigenen Produktionsanlagen im Stande sind, auch drastische Bedarfsanstiege zu bedienen.

Die Herstellung von Titan-Streckmetalllagen ist ebenfalls ein etablierter und bereits in der Industrie optimierter Prozess. Beispielhaft sollen hier die weiter oben vorgestellten Produktionsanlagen der M. Brück GmbH & Co. KG genannt werden, die entsprechende Streckmetalle herstellen können. Eine Weiterverarbeitung zu funktionellen PTLs kann ebenfalls beispielhaft anhand der Firma Melicon GmbH betrachtet werden. Mithilfe eines Widerstandsschweißverfahrens werden Streckmetalllagen miteinander verbunden. Der speziell entwickelte Schweißprozess verbindet die einzelnen Lagen an allen Kontaktpunkten und generiert so eine vollflächige Schweißverbindung, siehe u. a. die Produktklasse MELIDIFF® der oben genannten Firma. Ein solcher Ansatz garantiert hohe Festigkeiten bei gleichzeitiger hoher Porosität. Zusätzlich kann die Porosität durch die verschiedenen Lagen genauestens gesteuert werden. So können auf Membranseite kleine- und auf Bipolarseite große Maschenöffnungen realisiert werden.

Auch Firmen wie Melicon sehen sich in der Lage, auf steigende Nachfragen entsprechend rasch reagieren zu können. Die Kosten einer Produktionslinie wird auf ca. 250.000 € beziffert. Bei Annahme eines Dreischichtbetriebes lässt sich die Produktionskapazität einer solchen Anlage auf 3.300 m² PTL-Fläche pro Jahr abschätzen. Entsprechend wären 19 Anlagen notwendig, um die geglättete Produktionskapazität von ca. 63.000 m² ab Ende der 2020er Jahre (siehe Tabelle A-17 im Anhang) zu decken. Dies entspricht Investitionskosten von ungefähr 4,75 Mio. €. Da mit einem derartigen Ausbau des Maschinenparks ein entsprechender Flächenbedarf einhergeht, kommen nicht vernachlässigbare Ausgaben für notwendige Infrastruktur wie u. a. Betriebsgebäude hinzu.

7.3.3 Bipolarplatte

Bipolarplatten für elektrochemische Wasserstoffwandler (d. h. Brennstoffzellen bzw. Elektrolyseure) werden entweder aus Graphit-Verbundwerkstoffen (bevorzugt bei stationären Brennstoffzellen) oder metallischen Werkstoffen hergestellt. Häufig ist eine anschließende Beschichtung zum Korrosionsschutz notwendig [81]. James präferiert für PEM-Brennstoffzellen im Automobilbereich metallische Bipolarplatten [82]. Für die PEM-Elektrolyse wird fast ausschließlich Titan verwendet, da dieses Material einen ausreichend hohen Korrosionsschutz bei den typischen Elektrodenpotenzialen ermöglicht. Während Bipolarplatten aus Verbundstoffen meist in Formpress- oder Spritzgussverfahren hergestellt werden, wird für metallische (Titan-) Bipolarplatten oftmals ein sequentieller Stanzprozess verwendet. Zusätzlich wird das Hydroforming als aussichtsreicher Prozess angesehen, siehe im Anhang Tabelle A-22. Durch Realisierung einer kontinuierlichen Prozessführung wie beispielweise beim Hydrogate-Prozess der Borit Leichtbau-Technik GmbH kann dieses Herstellverfahren für Bipolarplatten noch optimiert werden, siehe Abbildung 7-7. Im Vergleich zum sequentiellen Stanzprozess ermöglicht die kontinuierliche Prozessführung geringere Anlagen- und Werkzeugkosten und einen feineren Detaillierungsgrad der

Flow-Field-Strukturen [83]. Zusätzlich kann – bis auf den exakten Zuschnitt und das Ausstanzen der Löcher für die Steigkanäle (sogenannte Manifolds) – die Bipolarplatte in einem Prozessschritt gefertigt werden. Bei geringen Losgrößen werden diese Aufgaben von einem nachgeschalteten Laserzuschnitt übernommen. Alternativ ist für große Losgrößen eine mechanische Stanzanlage denkbar. Da durch ein Aufwickeln der geformten Bipolarplatten direkt nach dem Hydrogate-Prozess die Flow-Fields verformt würden, muss die beschriebene Nachbearbeitung direkt in-line erfolgen [82].

Beim bereits genannten Hydrogate-Prozess inklusive Hydrogate-Presse und mechanischer Stanzanlage mit einer Umformfläche von 500 x 400 mm^2 wird das zu bearbeitende Metallblech von einer Rolle direkt in die Anlage geführt. Anstatt mit einem Stempel wird das Blech per Wasserdruck auf das Werkzeug gepresst, wobei Umformdrücke bis 2.000 bar erreicht werden. Bei einem Dreischichtbetrieb können laut Herstellerangaben jährlich rund 1,5 Mio. Platten mit einer jeweiligen Fläche von 2.000 cm^2 hergestellt werden. Dies entspricht einer Jahresproduktion von ca. 300.000 m^2. Die Bedarfe und somit notwendigen Produktionskapazitäten entsprechen jener der MEA-Komponente. Unterschiede bewegen sich in einem zu vernachlässigendem Ausmaß – insbesondere bei Vergleich der maximalen Produktionskapazität einer Anlage mit den modellierten Nachfragemengen. Die entsprechende Bedarfsspitze an Bipolarplatten im Jahr 2040 von knapp 150.000 m^2 (siehe Abbildung 7-6) könnte somit mit nur einer der betrachteten Produktionslinien zweimal gedeckt werden. Notwendige Produktionskapazitäten in den Stichjahren 2030 und 2050 könnten viermal und respektive dreimal bedient werden. Abermals muss die maximale Bearbeitungsfläche der Maschinen für Elektrolyseure mit Zellflächen >2.000 cm^2 beachtet werden. Konzepte für entsprechende Anlagen mit Umformflächen von bis zu 800 x 800 mm^2 sind möglich und konzeptuell bereits erarbeitet. Bei gleicher Durchlaufzeit produziert eine solche Anlage 960.000 m^2 an Bipolarplatten pro Jahr. Ähnlich wie bei der MEA-Herstellung lassen diese Zahlen die Schlussfolgerung zu, dass der Herstellungsprozess der Bipolarplatten keinen limitierenden Faktor bei der Industrialisierung der PEM-Elektrolyse darstellt.

Abbildung 7-7: Beispiel einer kontinuierlichen Produktionslinie für die Herstellung von Bipolarplatten – Hydrogate Pressenlinie [Borit NV]

Die anschließende Beschichtung der Bipolarplatten wird neben Galvanisierungsprozessen hauptsächlich durch die physikalische Gasphasenabscheidung (PVD) bewerkstelligt. Im Detail findet dabei der Prozess der Magnetron-Kathodenzerstäubung oftmals Erwähnung. Prinzipiell ist dieser Prozess eine Abwandlung der Kathodenzerstäubung, während derer durch Anlegen einer Gleichspannung in einer Vakuumanlage mit konstanter Gaseinleitung positive Ionen aus einem Plasma auf ein sogenanntes Target beschleunigt werden. Beim Aufprall der Ionen auf das Target werden durch Impulsübertragung Teilchen ausgeschlagen, die sich wiederum auf dem sich vor der Kathode befindlichen Substrat niederlassen. Werden hinter dem Target zusätzlich Magnete positioniert, spricht man von einer Magnetron-Kathodenzerstäubung. Diese Magnete zwingen die freien Elektronen des Plasmas auf Kreisbahnen, wodurch die Kollisionsrate mit den Gasteilchen erhöht wird. Der entstehende höhere Ionisationsgrad bewirkt einen stärkeren Abbau des Targets und damit einhergehend eine höhere Beschichtungsrate des Substrats.

Einer der Hauptkostentreiber der Beschichtung von Bipolarplatten ist der Preis des elektrisch leitenden Materials. Einen innovativen Ansatz zur kostensparenden Beschichtung von Bipolarplatten bietet bspw. der sogenannte „TreadStone Generation 2"-Prozess der TreadStone Technologies Inc. Der zweistufige Prozess beschichtet zunächst die gesamte Platte mit einer Antikorrosionsschicht mittels PVD. Durch die darauf folgende punktuelle Beschichtung mit leitendem Material auf nur 5 bis 10 % der Oberfläche werden entsprechende Materialeinsparungen erzielt [78].

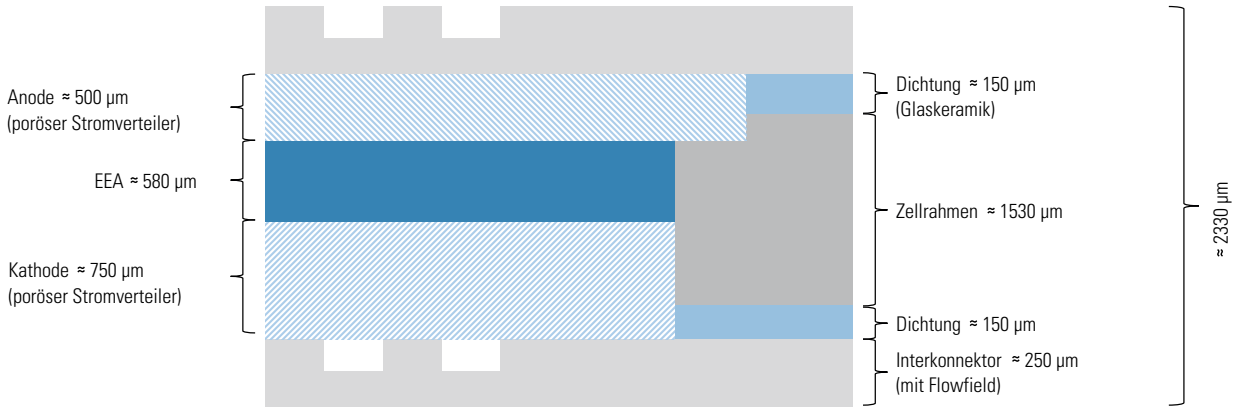
7.4 Herstellung kritischer Komponenten für die HT-Elektrolyse

Die vorliegende Studie konzentriert sich bei der Analyse der Herstellverfahren auf die als kritisch eingeschätzten planaren Komponenten der HT-Flachzellen-Elektrolyseure. Tubulare bzw. röhrenförmige Zellkonzepte werden vernachlässigt, da sie praktisch derzeit für große Systeme weder in der HT Brennstoffzellen-, noch der HT-Elektrolysebranche weiterverfolgt werden. Generell ist aufgrund der sehr ähnlichen Bauweise von Hochtemperatur-Brennstoffzellen und -Elektrolyseuren mit erheblichen Synergie- und damit einhergehenden Skaleneffekten zu rechnen. Als Komponente zur näheren Betrachtung wird, aufgrund der höchsten Bewertung in der NWA, der Interkonnektor herangezogen. Von den verbleibenden Komponenten fällt die Wahl auf den gesamten Festelektrolyt-Stack infolge seiner wirtschaftlichen Bedeutung für die HT-Elektrolyse (hoher Systemkostenanteil) und die EEA, da diese drei weitere als kritisch eingestufte Komponenten (Anode, Festelektrolyt, Kathode) enthält.

7.4.1 Festelektrolyt-Stack

Geringe Losgrößen rechtfertigen derzeit noch keine Automatisierung der Stackmontage von Hochtemperatur-Elektrolyseuren. Daher werden die einzelnen Zellkomponenten manuell aufeinander gelegt, verdichtet und fixiert. Abbildung 7-8 verdeutlicht den Aufbau einer Zelle eines Hochtemperatur-Elektrolyseurs, sowie exemplarische Schichtdicken der einzelnen Komponenten.

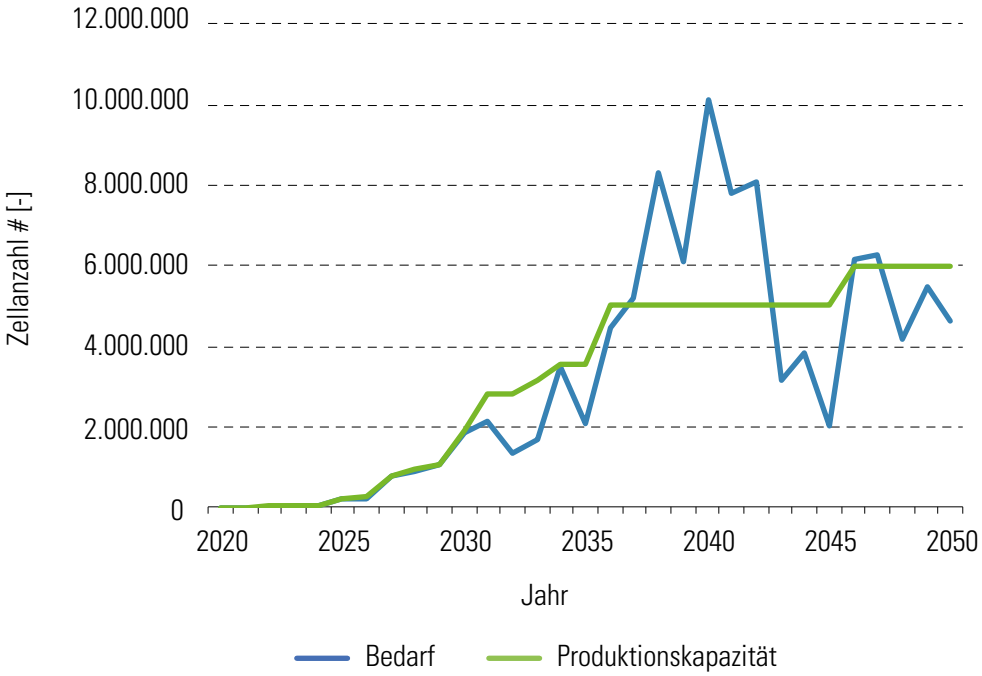
Abbildung 7-8: Aufbau HTEL-Zelle – eigene Darstellung nach [84, 85]



Bei der in Abbildung 7-8 dargestellten Konfiguration müssen demnach je Zelle sieben Komponenten gestapelt werden (je Zelle ein Interkonnektor). Der Ablauf des Ablageprozesses ist im Anhang A.15 verdeutlicht. Nachfolgende Überlegungen werden für Module mit einer Elektrolyseleistung von 0,44 MW angestellt. Hierfür werden je Modul mehrere Stacks mit in Summe ca. 1.200 Zellen und einer aktiven Zellfläche von jeweils 300 cm² benötigt. Als durchschnittliche Montagezeit je Zelle werden 62 Sekunden angenommen [85]. Dieser Wert nimmt Bezug auf die Montage eines HT-Brennstoffzellen Stacks. Der Ablageprozess verhält sich sehr ähnlich zu dem einer HTEL-Modulmontage. Die Dimensionen der einzelnen Komponenten sind ebenfalls vergleichbar. Demzufolge wird für HTEL-Zellen dieselbe Montagezeit zugrunde gelegt. Zur Deckung des Bedarfs im Stichjahr 2030 von knapp 1,9 Mio. Zellen (siehe Abbildung 7-9) werden demzufolge 19 Beschäftigte benötigt[2]. Im Stichjahr 2050 werden hingegen bereits knapp 60 Beschäftigte zur Modulmontage benötigt.

[2] Bei Annahme eines Dreischichtbetriebes mit 22 Stunden Arbeitszeit pro Tag und 220 Arbeitstagen pro Jahr. Pro Tag werden drei Beschäftigte benötigt.

Abbildung 7-9: Bedarf und Produktionskapazität für die HTEL-Zellmontage



7.4.2 Elektroden-Elektrolyt-Einheit

Der Festelektrolyt eines HT-Elektrolyseurs besteht in nahezu allen Fällen aus dem keramischen Yttrium-stabilisierten-Zirkonium (YSZ). Von den verschiedensten Herstellverfahren werden dem Foliengießprozess und dem Siebdruckverfahren die größten Potenziale zugesprochen. Albano und Garrido beschreiben einen Foliengießprozess zur Herstellung des YSZ-Elektrolyts [86]. Dabei wird mittels eines Rakelverfahrens ein Keramik-Schlicker auf ein Polyethylen-Trägermaterial aufgebracht. Dieser Schlicker besteht aus Yttrium-dotiertem Zirkoniumpulver, einem Dispersionsmittel (bspw. in demineralisiertem Wasser gelöstes NH_4PA) sowie einem Bindemittel (bspw. PVA) und einem Weichmacher (bspw. Glycerin). Nachdem die gegossenen Folien ausgetrocknet sind, werden sie vom Trägermaterial getrennt. Abschließend werden die YSZ-Folien gesintert. Goulart und Souza evaluieren einen umweltfreundlichen und im kommerziellen Maßstab anwendbaren Foliengießprozess [87].

Im kommerziellen Maßstab werden Elektroden per Siebdruckverfahren auf den Festelektrolyt aufgetragen. Siebdruckverfahren sind flexibel, wirtschaftlich und laut Somalu et al. das am häufigsten angewendete Verfahren bei der Herstellung der Elektrodenschichten von Hochtemperatur-Brennstoffzellen [88]. Mögliche Materialien sind dabei für die Anode bspw. aus Ni/ScSZ- oder Ni/YSZ-Verbindungen und für die Kathode bspw. aus LSM- und LSCF-Verbindungen hergestellte Drucktinten. Diese werden mit einer Siebdruckrakel durch die offenen Maschen eines Siebes auf das Substrat gepresst. Die aufgebrachten Lagen werden zur Verdampfung des Lösungsmittels getrocknet und anschließend gesintert. Endprodukt ist eine starre EEA [88].

Generell können bspw. die in Abschnitt 7.3.1 beschriebenen Produktionsanlagen auch EEAs herstellen. Rakel- und Siebdruckverfahren sind in den Anlagen implementierbar und können somit die Anforderungen erbringen. Legt man die in Anhang A.14 dargestellten Bedarfe zugrunde, so können ähnliche Schlussfolgerungen wie bei der MEA-Herstellung gezogen werden. Eine Produktionslinie mit bereits vorgestellten Spezifikationen, siehe Abschnitt 7.3.1, könnte den Produktionsbedarf von etwas mehr als 80.000 m² im Jahr 2030 36-mal decken. Im zweiten Stichjahr 2050 beträgt die nötige Produktionskapazität rund 235.000 m². Aufgrund der geringen Fläche der EEAs von HT-Elektrolyseuren kann zu deren Produktion auch ein kleinerer Beschichter mit einer Rollenbreite von 300 mm genutzt werden. Die entsprechend niedrigere Produktionskapazität geht mit ebenfalls verringerten Produktionskosten einher.

Limitierender Faktor ist bei der Herstellung der EEA am ehesten der Sinterprozess. Dieser findet zumeist in einem Batch-Ofen (bspw. Nabertherm-Ofen) statt. Ein kontinuierlicher Sinterprozess ist derzeit in Deutschland nicht etabliert. Jedoch zeigen z. B. die zu FuelCell Energy gehörende Versa Power Systems durch die Nutzung von Tunnelöfen, dass ein derartiges Konzept grundsätzlich realisierbar ist.

7.4.3 Interkonnektor

Interkonnektoren trennen die einzelnen Zellen fluidisch voneinander, während sie die Kathode der einen mit der Anode der anderen Zelle elektrisch verbinden. Durch die physische Barriere wird das Vermischen von Sauerstoff und Wasserstoff unterbunden – eine Knallgasreaktion somit verhindert.

Für den Interkonnektor können grundsätzlich dieselben Herstellverfahren wie für metallische Bipolarplatten angewendet werden. Als metallisches Ausgangsmaterial werden in den meisten Fällen ferritische Stähle genutzt (Nickel-/Eisen- oder Chrom basierte Legierungen). Diese zeichnen sich durch eine exzellente elektrische Leitfähigkeit, eine hohe Oxidationsbeständigkeit, sowie einer hohen mechanischen Stabilität in einem Hochtemperatur-Umfeld bei reduzierender und oxidierender Atmosphäre aus. Zur Verhinderung kritischer Spannungszustände sollte die thermische Ausdehnung etwa der des Festelektrolyts YSZ entsprechen [89]. Keramische Interkonnektoren (bspw. Lanthanchromit) spielen in kommerziellen Elektrolyseuren derzeit aufgrund komplizierter und teurer Herstellung eine untergeordnete Rolle [90].

Wiederum wird der bereits erwähnte Hydrogate-Prozess der Borit Leichtbau-Technik GmbH als Referenzprozess herangezogen. Laut Borit ist beim Umformprozess die Nutzung vorbeschichteter Metall-Coils möglich. Dies erspart die kompliziertere Beschichtung der Einzelteile. Die Bedarfe entsprechen denen der EEA-Herstellung. Abbildung A-11 im Anhang visualisiert somit die prognostizierte und geglättete Pro-

duktionskapazität sowohl für die Interkonnektoren als auch für die Elektrolyt-Elektroden-Einheiten. Die langfristige Produktionsnachfrage nach Interkonnektoren kann mit denselben Spezifikationen wie bei der Bipolarplatten-Herstellung im Jahr 2030 mit einer solchen Produktionslinie 3-mal gedeckt werden. Im Stichjahr 2050 kommt dieselbe Anlage mit einer nachgefragten Produktionskapazität von knapp 235.000 m² in Reichweite einer vollständigen Auslastung.

7.5 Zusammenfassung Herstellung kritischer Komponenten

Die Ergebnisse der Betrachtungen decken sich mit den Einschätzungen aus der Akteursszene. Die prognostizierten Nachfragebedarfe an Komponentenbauteilen für Elektrolyseure werden aller Voraussicht nach nicht zu Lieferengpässen führen. Obwohl über alle drei Technologien hinweg zwischen den Jahren 2020 und 2050 enorme Anstiege der installierten Kapazität erwartet werden, können die entstehenden Bedarfe durch relativ geringe Investitionen in den Ausbau der Produktionskapazitäten gedeckt werden, vgl. mit Tabelle 7-1. Dies wird im Besonderen durch bereits in anderen Branchen kommerziell angewendete Produktionsprozesse gerechtfertigt. Obwohl Optimierungspotenziale verschiedener Parameter, wie den verwendeten Substraten, Beschichtungsmaterialien, Prozesstemperatur und Trocknungszeiten bestehen, können bereits mit heutigem technologischem Standard wenige Produktionsanlagen die prognostizierten Bedarfe sämtlicher betrachteter Komponenten bedienen. Viele der befragten Zulieferer sind bereits auf eine Erhöhung der Produktion vorbereitet. Entsprechend besteht eine positive Grundstimmung bezüglich der Reaktionsfähigkeit auf die Industrialisierung der Wasserelektrolyse.

Neben den genannten Aspekten ist zusätzlich mit Synergie- und Skaleneffekten zu rechnen. Die Baugleichheit diverser Komponenten von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen (v. a. im Bereich der Hochtemperatur-Technologie) ermöglicht die Nutzung derselben Maschine für unterschiedliche Produkte. Eine Auslastung entsprechender Produktionsanlagen kann durch ein taktisch gewähltes Produktportfolio somit gewährleistet werden. Aus Sicht der Herstellungsverfahren der betrachteten Elektrolyseur-Komponenten ist die Deckung des Bedarfs an Elektrolyseuren demnach als unkritisch einzuordnen.

Tabelle 7-1: Übersicht zu den benötigten Quantitäten und geeigneten Herstellverfahren (die Anlagenkapazitäten beruhen auf eigenen Abschätzungen gemäß Herstellerangaben)

Technologie	Komponente	Bedarf 2030 [m²/a]	Bedarf 2050 [m²/a]	Herstellverfahren (kommerzieller Maßstab)	Kapazität pro Herstell-anlage [m²/a]
AEL	Diaphragma	310.000	310.000	Foliengießen	> 1.000.000
	Elektroden	520.000	520.000	Schnitt-Stanzen / Plasma-spritzen	79.200
PEMEL	MEA	73.000	92.000	Indirekter CCM-Ansatz	< 3.000.000
	BPP	73.000	92.000	Hydroforming PVD	300.000
	PTL Anode	63.000	63.000	Schnitt-Stanzen / Wider-standsschweißverfahren	79.200 / 3.300
HTEL	Stack	1.900.000 [Zellen Stk./a]	6.000.000 [Zellen Stk./a]	Manuelle Montage	100.000 [Zellen Stk/ MA/a]
	Interkonnektor	81.000	235.000	Hydroforming	300.000
	EEA	81.000	235.000	Sinter / Foliengießen	> 1.000.000

Insbesondere die Kosten der arbeitsintensiven Stackmontage sollten auf lange Sicht durch die Entwicklung von Automatisierungskonzepten gesenkt werden. In Abschnitt 8.4 wird daher beispielhaft ein entsprechender Ansatz dargestellt. Zudem wurde der Sinterprozess als potenzieller Engpass identifiziert. Jedoch bestehen auch hier bereits Konzepte für eine kontinuierliche Prozessführung.

Zwar wurde zur Evaluation der Komponentenbedarfe das Szenario S3 herangezogen, doch sprechen die betrachteten Herstellungsprozesse und die Kapazitäten der jeweiligen Produktionsanlagen auch für eine unkritische Bedarfsdeckung bei einem maximalen weiteren Anstieg der prognostizierten Bedarfe von 30 % (Szenario S2).

8 Soll-Ist-Vergleich und resultierender Handlungsbedarf

Aus dem Vergleich zwischen zukünftig zu erwartendem Elektrolyse-Bedarf (Soll-Zustand) und der heutigen, bzw. aus heutiger Sicht absehbaren Technologie- und Industrieentwicklung (Ist-Zustand) werden Handlungsbedarfe abgeleitet, die nötig sind, damit die Elektrolysetechnologie ihre Schlüsselrolle in der Energiewende auch erfüllen kann.

Diese Vergleiche sind in die Dimensionen Technologieentwicklung (Abschnitt 8.1), Kostenentwicklung (Abschnitt 8.2) und Industrieentwicklung (Abschnitt 8.3) gegliedert.

Gesondert werden dabei zwei Themenkomplexe betrachtet, die über diese Dimensionen hinweg gehen: Die Automatisierung der Stackmontage (Abschnitt 8.4) und die Verfügbarkeit von kritischen Rohstoffen (Abschnitt 8.5).

8.1 Technologieentwicklung

Im Folgenden wird er Handlungsbedarf für die Technologieentwicklung abgeleitet. Zuerst werden Aspekte behandelt, die alle drei betrachteten Technologien betreffen. Im Weiteren wird dann auf Themen, die jeweils nur die PEM-und HT-Elektrolyse betreffen, eingegangen. Für die alkalische Elektrolyse konnte – abgesehen von inkrementellen Verbesserungen – hingegen kein grundlegender Technologieentwicklungsbedarf identifiziert werden. Dies wird auch aus dem Vergleich der Technologien mit Blick auf ihren kommerziellen Entwicklungsstand in Abbildung 4-14 deutlich, in der die jeweils führenden Anbieter der Technologien anonymisiert aufgetragen wurden.

8.1.1 Technologieübergreifend

Nominaler Wirkungsgrad

Im Mittel kann heute von einem Wirkungsgrad von etwa 65 % (LHV) über den NT-Technologiemix AEL und PEMEL ausgegangen werden. Eine Optimierung hin zu höheren Wirkungsgraden ist bereits heute möglich, z. B. durch Reduzierung der Stromdichten im Stack. Solche Maßnahmen gehen aber einher mit einem Anstieg der spezifischen Anschaffungskosten, da sich damit die Gesamtzellfläche erhöht.

Im konservativen Szenario S2 der Energiesystemmodellierungen, vgl. mit Abschnitt 5.2.2, wird basierend auf den Industrieumfrageergebnissen und gemittelt über die Technologien ein Wirkungsgrad (LHV) von mindestens 63 % bis zum Jahr 2030 und 67 % bis zum Jahr 2050 angenommen, wohlgemerkt bei gleichzeitigen Kostenreduktionen und Erhöhung der Lebensdauer der Stacks. Um dies zu erreichen, ist eine kontinuierliche Technologieentwicklung (Zellkomponenten, Stackdesign, Systemkomponenten und -design) weiterhin notwendig. Fundamentale Neuentwicklungen bedarf es dagegen nicht zwingenderweise.

FuE-Förderung, wie bspw. im Rahmen des NIP 2, kann hier sinnvolle Unterstützung liefern. Über die Vorgabe von Zielwerten bei den Leistungsparametern könnten Anreize gesetzt werden, um zumindest die konservativen Entwicklungspfade (Szenario S2) einzuhalten, oder idealerweise die zentralen Pfade (Szenario S3). Wichtig dabei ist, nicht nur einseitig Verbesserungen bei einzelnen Leistungsparametern als Ziele zu definieren, sondern zugleich die Einhaltung von Mindest-KPIs in anderen Bereichen vorzugeben, damit nicht das Erreichen einzelner Leistungsparameter auf Kosten anderer ‚erkauft' wird.

Teillastwirkungsgrad von Gleichrichtern und Transformatoren

Gleichrichter und Transformatoren sind in der Regel auf optimalen Wirkungsgrad im nominalen Lastpunkt ausgelegt. Die Energiesystemmodellierungen in Abschnitt 5 zeigen jedoch eine deutliche Abweichung der Betriebsstunden von den Volllaststunden. Daraus folgt, dass Elektrolyseure künftig entsprechend des Angebots an Strom aus erneuerbaren Energien sehr häufig im Teillastbereich betrieben werden. Gleichrichter und Transformatoren sollten daher auch im Teillastbereich auf hohe Wirkungsgrade optimiert werden. Damit würde der bei elektrochemischen Anlagen vorteilhafte Teillastwirkungsgrad auf Stack-Ebene auch auf Systemebene voll zum Tragen kommen.

Handlungsbedarf wird hier in der Entwicklung und Vermarktung von teillastoptimierten Gleichrichtern und Transformatoren seitens der Zuliefererindustrie gesehen. Dies kann durch gezieltes Herantreten seitens der Elektrolysesystemanbieter an die Zulieferer geschehen. Hilfreich wäre auch eine branchenweite Koordination zur Standardisierung von Anforderungen an Gleichrichter und Transformatoren. Denn ein Produkt für mehrere Abnehmer zu entwickeln fällt den Zulieferern leichter als jeweils kundespezifische Lösungen umzusetzen.

Verfügbarkeit geeigneter Systemkomponenten

Am Markt verfügbare Komponenten für Gasanalytik, H_2-Trocknung und H_2-Verdichtung sind oftmals nicht für Elektrolyseanwendungen optimiert oder nur als teure Einzelanfertigungen aus dem Sonderanlagenbau verfügbar. Die EL-Anbieter müssen aber künftig für die wesentlichen Anlagenklassen und -typen auf ausgereifte und in Serie hergestellte Systemkomponenten am Markt zurückgreifen können.

Handlungsbedarf besteht demnach in der Entwicklung und Kommerzialisierung von elektrolysespezifischen Systemkomponenten, um dem wachsenden Bedarf bei geringeren spezifischen Kosten gerecht zu werden.

Druckniveau der Elektrolyseure

Einzelne Hersteller bieten bereits heute Produkte mit bis zu 80 bar Kompression im Elektrolysestack an. Nischenanwendungen in der PEM-Elektrolyse gehen sogar darüber hinaus. Andere Anbieter greifen dagegen auf externe mechanische Kompressoren zurück, um ein entsprechendes Druckniveau zu erreichen, wenn dies vom Kunden, bzw. der konkreten Anwendung verlangt wird.

Produkte mit Drücken bis 100 bar können künftig für einzelne Anwendungen von Vorteil sein, bspw. für die Direkteinspeisung von Wasserstoff in ein Transport-Erdgasnetz. Der Verzicht auf externe Kompressoren ermöglicht prinzipiell sowohl OPEX- (weniger Wartung und Instandhaltung) als auch CAPEX-Vorteile (keine Anschaffungskosten für externen Kompressor). Allerdings muss aufgrund der vielfältigen Kombinationsmöglichkeiten und Betriebsstrategien der Betreiber im konkreten Einzelfall entscheiden, welches die jeweils kostengünstigste Konfiguration darstellt.

Aufgrund des Entwicklungsvorsprungs von etablierten, mechanischen Kompressoren gegenüber Hochdruckelektrolyseuren sowie gegenüber elektrochemischen Verdichtern erscheint eine Förderung von FuE-Vorhaben in diesen Technologien durchaus gerechtfertigt und sinnvoll. Vor allem im kleineren Leistungsbereich stellen mechanische Kompressoren eine teure und aufwändige Lösung dar.

Kavernenspeicherung

Die Untertagespeicherung von Wasserstoff in Kavernen ist in Deutschland noch nicht demonstriert. Erste Projekte wie die Umwandlung einer Salzkaverne bei Bad Lauchstädt zur H_2-Speicherung sind in Vorbereitung. Bis zum Jahr 2030 müssten entsprechend der Energiesystemmodellierungen, vgl. mit Abschnitt 5, jedoch ca. 50 bis 250 Standard-Kavernen zur Verfügung stehen, bzw. bis zum Jahr 2050 sogar ca. 400 bis 1.000 Standard-Kavernen, sofern auf einen großskaligen Import von Wasserstoff verzichtet wird.

Eine detaillierte Betrachtung der Kavernen-Speicherung fand in dieser Studie zwar nicht statt. Es ist aber aus den Ergebnissen klar erkennbar, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht, um mittels zeitnaher Demonstration der Untertagespeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen oder anderen Speichertypen wie bspw. Röhrenspeicher Akzeptanz und Investitionssicherheit frühzeitig sicherzustellen. Dabei ist auch eine generelle Debatte anzustoßen, wie diese große Anzahl an Kavernen realisiert werden kann oder welche Alternativen es gibt.

8.1.2 Spezifische Betrachtung der PEM-Elektrolyse

Iridium-Katalysatorbeladung

Mit einer typischen Ir-Katalysatorbeladung von 2 mg/cm² und einer Leistungsdichte von 3 W/cm² ergibt sich heute ein Bedarf von 667 kg/GW. Damit würde eine Jahresproduktion an Elektrolyseuren von ca. 10 GW die derzeitige Iridium-Weltproduktion übertreffen. In der FuE-Akteursszene werden langfristig und in der progressiven Abschätzung Werte von 0,4 mg/cm² und 8 W/cm² für möglich gehalten, dies entspricht einem Bedarf von 50 kg/GW.

Mit Zubauraten von mehreren Gigawatt pro Jahr allein in Deutschland ab dem Jahr 2030, erscheint eine solche Reduktion um den Faktor 10 notwendig, da die PEM-Elektrolyse als Gigawatt-Technologie ansonsten kaum zu etablieren ist. Diese Reduktion muss bei vergleichbaren Leistungsparametern und Lebenszeiten erreicht werden. Es sei denn, die künftige Iridiumproduktion wird, entgegen der Erwartung, deutlich ausgeweitet. Insgesamt ergibt sich daraus ein zentrales FuE-Thema.

Des Weiteren ist die Recyclingfähigkeit der Edelmetalle (Iridium und Platinum) bei Entwicklung kommerzieller MEAs besonders wichtig. Hierdurch kann langfristig der Bedarf an primären Iridium auf ein Minimum reduziert werden, sobald das Sollvolumen an Elektrolyseuren im Feld erreicht ist, und neue Anlagen lediglich bestehende End-of-Life-Anlagen ersetzen, aus denen Iridium zu großen Teilen zurückgewonnen werden kann.

Strategische Partnerschaften zwischen der PEMEL-Branche und Edelmetalllieferanten können in diesem Zusammenhang sinnvoll sein, um langfristige Lieferkapazitäten und Recyclingquoten zu sichern.

Wettbewerbsfähigkeit der PEM-Elektrolyse

PEMEL-Stacks und -Systeme unter 1 MW sind von einzelnen Herstellern bereits heute kommerziell als Produkte verfügbar. Große Stacks im Megawattbereich sind allerdings noch nicht so weit entwickelt, weswegen die Anschaffungskosten von PEMEL-Anlagen derzeit höher sind als die der alkalischen Elektrolyse. Um künftig eine Diversifizierung der Technologieoptionen zu erreichen, sollte die PEM-Elektrolyse in allen Größenklassen voll wettbewerbsfähig werden. Dies wäre auch mit Blick auf die Wertschöpfung in Deutschland wünschenswert, da hier im internationalen Vergleich verhältnismäßig viele Akteure angesiedelt sind.

Da etwaige Marktaktivierungsprogramme generell technologieoffen gestaltet werden sollten, ist eine bevorzugte Förderung der PEM-Elektrolyse außerhalb der FuE jedoch nicht zu empfehlen. Stattdessen muss sich die PEM-Elektrolyse selbst am Markt im Wettbewerb mit anderen Technologien behaupten.

8.1.3 Spezifische Betrachtung der Hochtemperatur-Elektrolyse

Technologieoffenheit bei gleichzeitigem „Nestschutz"

Die HT-Elektrolyse verfügt derzeit nicht über den technologischen Reifegrad und die Kostenstruktur, um bei technologieoffenen Ausschreibungen mit alkalischer und PEM-Elektrolyse wettbewerbsfähig zu sein.

Sofern die HTEL-Technologie erfolgreich weiterentwickelt wird, ist jedoch laut Akteursumfrage, vgl. mit Abschnitt 4.3, bis zum Jahr 2030 mit ihrer Wettbewerbsfähigkeit zu rechnen. Bereits heute ist die HT-Elektrolyse als Technologie mit einem besonders niedrigen spezifischen elektrischen Energieeinsatz bei Nutzung von Abwärme bzw. Dampf eine interessante Option, wie auch das Szenario S1 in den Energiesystemsimulationen zeigt, vgl. mit Abschnitt 5.

Zwischenzeitlich – bis 2030 – bedarf es aber ein Marktumfeld und gegebenenfalls Förderinstrumente für große Demonstrationsprojekte, um die HT-Elektrolyse an die Wettbewerbsfähigkeit heranzuführen.

Lebensdauer der HTEL-Komponenten

Entsprechend der Akteursumfrage beträgt die Lebensdauer der Stacks derzeit etwa 10.000 bis 20.000 Stunden und die Spannungsdegradation (d. h. Verschlechterung des Wirkungsgrades im Laufe der Lebenszeit) noch über 10 µV/Stunde.

In den Technologiemix, welcher in die Energiesystemmodellierungen, vgl. mit Abschnitt 5, eingeflossen ist, wird basierend auf der Akteursumfrage von mindestens 50.000 Stunden und 8 µV/Stunde bis zum Jahr 2030 und 90.000 Stunden und 4 µV/Stunde bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Sollte sich die Technologiefortschreibung der HT-Elektrolyse allerdings deutlich schlechter entwickeln, wäre die in der Modellierung gezeigte Marktdurchdringung in Frage zu stellen.

Weiterer FuE Bedarf besteht demnach also in der Reduzierung der Spannungsdegradation und Erhöhung der Stack-Lebensdauer. Dabei bestehen Synergiepotenziale zwischen der HT-Elektrolyse und der HT-Brennstoffzelle, welche ähnlichen Herausforderungen in der Technologieentwicklung gegenüber steht.

8.2 Kostenentwicklung

8.2.1 Technologische Kostensenkungspotenziale

Erhöhung Stromdichte bzw. Reduzierung Materialeinsatz

Die Stromdichte ist in allen drei betrachteten Technologien nach wie vor ein entscheidender Hebel, um die spezifischen Kosten (€/kW, bzw. €/Nm³/hr) von Elektrolyseuren zu reduzieren, sofern die Erhöhung der Stromdichten nicht durch einen geringeren Wirkungsgrad ‚erkauft' wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Material einzusparen, indem aktive Flächenanteile der Zellkomponenten erhöht, bzw. Randeffekte verringert oder dünnere Schichtdicken eingesetzt werden.

Hierfür sind weiterhin FuE-Anstrengungen, insbesondere seitens der Industrie, notwendig, um Kostensenkungspotenziale auch im Spannungsfeld zu anderen Parametern zu realisieren.

Lebensdauer der Stacks

Die Lebensdauer der Stacks beträgt heute laut Akteursumfrage zwischen 10.000 (HTEL) und 60.000 (AEL) Stunden. Dies bedeutet, dass während einer Systemlebensdauer von 20 bis 30 Jahren die Stacks ersetzt oder überholt werden müssen, was nachgelagerte Kosten während der Projektlaufzeit verursacht. Der Tausch von Stacks während der Anlagenlebensdauer von 20 bis 30 Jahren kann dabei wirtschaftlicher sein, als der Einsatz von besonders teuren, aber langlebigen Stacks. Wie Stack- und Anlagenlebensdauer sowie Betreibermodell zueinander optimiert werden, soll allerdings grundsätzlich der Industrie überlassen werden. Weitere FuE-Aktivitäten zur Erhöhung der Stack-Lebensdauer sind dennoch sinnvoll, um die Gesamtkosten über die Lebensdauer von Elektrolyseanlagen zu senken.

8.2.2 Herstelltechnische Kostensenkungspotenziale

Skaleneffekte in der Produktion

Je nach Technologie liegen die Anschaffungskosten für komplette EL-Systeme entsprechend der Akteursumfrage heute bei 1.000 bis 1.500 €/kW. Zu ergänzen ist, dass am Markt auch heute schon Zahlen von deutlich unter 1.000 €/kW kommuniziert werden, jedoch üblicherweise für Multi-Megawatt-Systeme, die heute, mit Ausnahme von Demonstrationsprojekten, noch nicht geordert werden.

Wie sich in der Energiesystemmodellierung, vgl. mit Abschnitt 5, gezeigt hat, ist künftig ein CAPEX von ca. 500 bis 700 €/kW (im Technologiemix) notwendig, damit die Elektrolysetechnologie ihr volles Potenzial entfalten kann. Dieses CAPEX-Niveau wird selbst entsprechend der konservativen Einschätzungen der Akteure bis 2030

bzw. bis 2050 als plausibel und machbar eingeschätzt. Es kann ohne disruptive Technologieentwicklung alleine durch Hochskalierung der Produktion und damit einhergehender Optimierungen erreicht werden. In den einzelnen Prozessschritten sind jeweils Fertigungsverfahren aus anderen Industrien oder Technologien bekannt, die bei hoher Nachfrage auch in der Elektrolyseindustrie angewandt werden können und somit die Kosten senken. Ein Bedarf an grundsätzlich neu zu entwickelnden Fertigungsverfahren konnte im Rahmen der Studie nicht identifiziert werden.

Damit ist aber die inkrementelle technologische Weiterentwicklung wie zuvor beschrieben keinesfalls hinfällig, sondern muss parallel fortgesetzt werden.

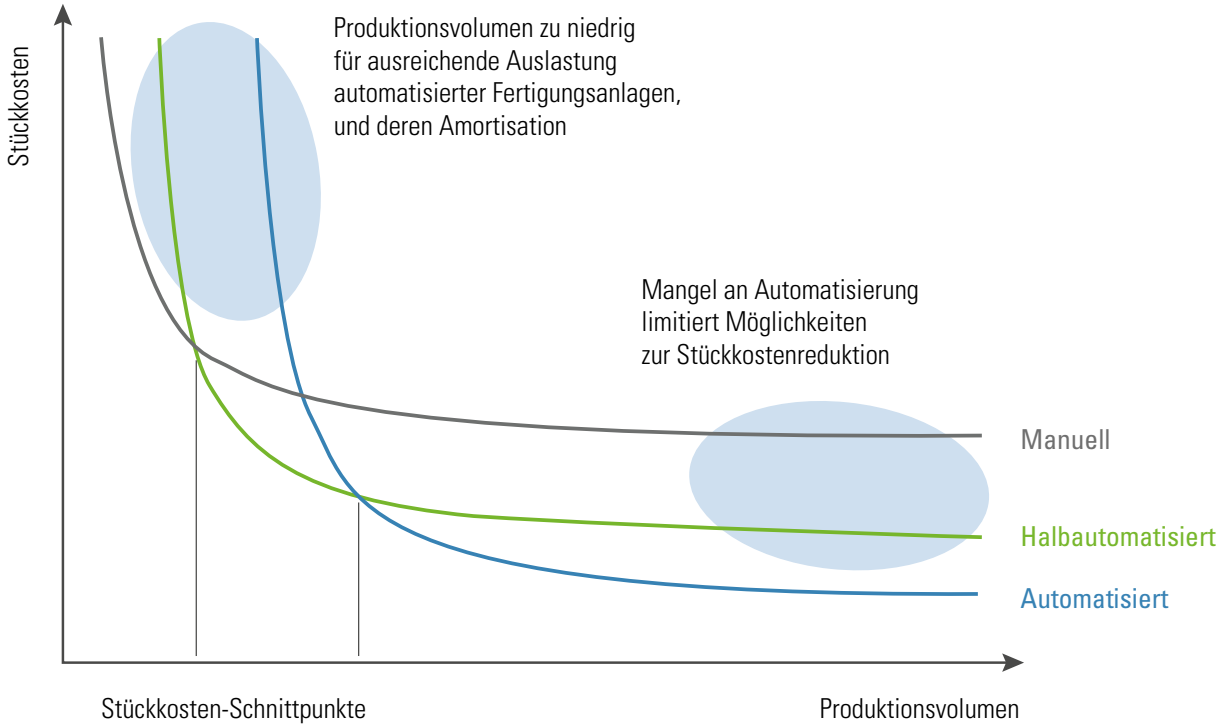
Die Einschätzungen der Branche zu möglichen Kostenreduktionen werden auch durch Kostenmodellierungen bestätigt, welche zum Teil noch deutlich größere Reduktionspotenziale aufzeigen. Ergebnisse des National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA [91] zeigen bspw. eine Reduktion der Stackherstellungskosten von 50 % bei einer Verzehnfachung der Produktionsmenge je Hersteller. Substanzielle Kosteneinsparungen können also bereits erzielt werden, wenn die einzelnen Hersteller ihren Absatz (heute typischerweise wenige Megawatt pro Jahr) dauerhaft auf ein Niveau von ca. 50 MW/a steigern. Unter Annahme von fünf bis zehn Herstellern, welche die durch Deutschland generierte Nachfrage nach Elektrolyse mittelfristig bedienen werden, ergibt sich ein notwendiges Marktvolumen von ca. 250 – 500 MW/a, mit dem bereits wesentliche Kosteneinsparungen erzielt werden können. Auf dem Weg hin zu einer Multi-Gigawatt-Industrie bis zum Jahr 2030 sollte dieser Zwischenschritt (ca. 20 bis 50 MW pro Jahr je Hersteller) bis zum Jahr 2025 erreicht werden.

Automatisierungsgrad in der Produktion

Mit Ausnahme von einzelnen Fertigungsschritten bei Komponentenlieferanten ist die Herstellung von Elektrolyseanlagen, und deren Bestandteile heute noch sehr wenig automatisiert. Ein wesentlicher Hebel, um künftig Kostensenkungen zu erzielen, ist die schrittweise Erhöhung des Automatisierungsgrades entlang der Lieferkette, angefangen von standardisierten Zellkomponenten (z. B. MEA) bis hin zur Stackmontage (insbesondere bei der HT-Elektrolyse, bei der sehr viele Stacks je Megawatt notwendig sind, vgl. Detailbetrachtung in Abschnitt 8.4.). Bei der Endmontage der Elektrolysesysteme ist eine Automatisierung allerdings auch langfristig kaum wirtschaftlich umzusetzen, wie die Einschätzungen der Akteure gezeigt haben.

Wie in Abbildung 8-1 dargestellt, führt Automatisierung dann zu geringeren Stückkosten, wenn bestimmte Produktionsvolumen erreicht sind. Handlungsbedarf besteht letztlich in einer dauerhaften Erhöhung der Nachfrage nach Elektrolysesystemen, damit entsprechende Investitionen in Automatisierung von der Industrie aus wirtschaftlichen Überlegungen umgesetzt werden.

Abbildung 8-1: Illustration der Wirtschaftlichkeit von Automatisierungsschritten bei unterschiedlichen Stückzahlen (Quelle: E4tech)



Standardisierung in der Produktion

Fertigungsschritte in der Montage werden heute häufig noch von hochqualifizierten Arbeitskräften durchgeführt. Um die Herstellkosten zu senken, sollten künftig weniger hochqualifizierte Arbeitskräfte in der Montage eingesetzt werden. Um dies zu erreichen, ist eine Erhöhung der Standardisierung von Montageschritten zu empfehlen. Daneben ist eine Standardisierung bzw. Vorkonfektionierung von zugelieferten Komponenten sinnvoll. Durch industrieweite Zusammenarbeit könnten hier z. B. bei Peripheriekomponenten größere Einkaufsmengen erzielt werden. Neben Kostenvorteilen kann dies auch gezielte Produktentwicklungen bei den Zulieferern anregen, die nicht unbedingt möglich wären, wenn jeder Systemanbieter eigene Anforderungen formuliert.

Qualitätssicherung und Zertifizierung in der Produktion

Qualitätssicherung in der Produktion findet noch wenig Beachtung verglichen mit anderen Industrien bzw. Technologien, weswegen die Akteure aus dem Elektrolysebereich hier großen Handlungsbedarf sehen. Künftig wichtig sind insbesondere folgende Themen:

- Reduktion von Ausschussquoten,
- zerstörungs- und berührungsfreie Einzelprüfung als Teil der Produktionslinien,
- Rückverfolgbarkeit bzw. Regelungen zur Haftungsübernahme entlang der Lieferkette, z. B. durch standardisierte bzw. zertifizierte Prüfverfahren.

Es besteht hier noch Handlungsbedarf, um Maßnahmen zur Qualitätssicherung und Zertifizierung in der Produktion umzusetzen und wo nötig neue bzw. optimierte Verfahren zu entwickeln (z. B. Inline-Qualitätskontrolle).

8.3 Industrieentwicklung

Im Folgenden wird der Handlungsbedarf mit Blick auf die Industrie betrachtet. Im Gegensatz zur Technologie- und Kostenentwicklung steht hier nun der Transformationsbedarf der Akteurslandschaft im Mittelpunkt. Dies betrifft insbesondere die Elektrolyseanlagenhersteller und die Komponentenzulieferer. Zuerst werden Aspekte behandelt, die alle drei betrachteten Technologien betreffen. Im Weiteren wird dann auf Themen, die jeweils nur die alkalische und PEM-Elektrolyse betreffen eingegangen. Für die HT-Elektrolyse konnten keine spezifischen Handlungsbereiche identifiziert werden, die nicht auch technologieübergreifend zutreffen würden.

8.3.1 Technologieübergreifende Themen

Konsolidierung der Akteurslandschaft vs. Technologievielfalt

Viele KMUs in der Eletrolyseindustrie verfügen nur begrenzt über Mittel, um den künftig nötigen Hochlauf in der Produktionskapazität aus eigener Kraft zu stemmen. Insbesondere das Überbrücken des Zeitraums zwischen der Annahme eines ersten größeren Auftrags und der Auslieferung bzw. Rechnungstellung stellt kleinere Anbieter vor große Herausforderungen in der Unternehmensfinanzierung. Anders als bspw. in der automobilen Brennstoffzellentechnologie, wo Massenfertigung absehbar ist, wird das Elektrolysegeschäft für Anlagen größer 10 MW auch weiterhin eher dem Chemieanlagenbau ähneln und damit projektgetrieben bleiben.

Eine Konsolidierung, in der kleinere Anbieter von größeren Akteuren übernommen werden, ist daher nicht unwahrscheinlich und auch nicht unbedingt nachteilig. Ein reger Wettbewerb zwischen einer Vielzahl von Technologieanbietern wäre jedoch weiterhin wünschenswert, damit sich vorteilhafte und innovative Technologien von heute kleinen und mittleren Unternehmen (KMUs) auch längerfristig am Markt behaupten können.

Handlungsbedarf besteht in der Schaffung eines langfristigen Elektrolyse-Ausbaurahmens, um Planungssicherheit, und damit Vertrauen bei Banken und Investoren zu schaffen, die heutige KMU–Landschaft bei der Unternehmensfinanzierung zu unterstützen.

Liefersituation bei Peripheriekomponenten

Einzelne Peripheriekomponenten weisen heute zum Teil sehr lange Lieferzeiten auf bzw. sind nur von sehr wenigen Zulieferern verfügbar. Beispiele hierfür sind Trans-

formatoren und Gleichrichter für Multi-Megawatt-Anlagen. Künftig sollte der Bedarf an geeigneten und für die Elektrolyse optimierten Peripheriekomponenten am Markt ohne Verzögerungen gedeckt werden können. Zudem sollte reger Wettbewerb unter den Zulieferern herrschen, was zur Kosteneffizienz bei den Systemanbietern beiträgt.

Durch eine planbare und stetig wachsende Nachfrage nach Elektrolysesystemen würde auch eine entsprechende Nachfrage nach Peripheriekomponenten geschaffen. Hierdurch würden Zulieferer zu Produktentwicklungen- und Optimierungen angeregt.

Neuentwicklungen von Komponenten und Schaffung von Produktionskapazitäten bei Zulieferern

Zulieferer von Komponenten, insbesondere bei Zellkomponenten für verschiedene Elektrolysetechnologien, haben oft ein begrenztes Produktportfolio, da für Neuentwicklungen noch kein ausreichender Markt bzw. noch kein ausreichendes Vertrauen in den langfristigen Fortbestand einzelner Eletrolyseindustrieakteure und deren Produktanforderungen besteht.

Künftig sollten Produktionsmittel für die erwarteten Durchsätze und Komponenteneigenschaften (z. B. breitere Beschichtungsanlagen für größere Zellgeometrien) entwickelt bzw. am Markt verfügbar sein. Um entsprechende Investitionen in Gang zu setzen, ist auch dafür eine planbare und wachsende Nachfrage nach Elektrolysesystemen notwendig.

Insbesondere in der PEM- und HT-Elektrolyse werden Maschinen eingesetzt, die auch in der Fertigung der jeweiligen Brennstoffzellentechnologie vorzufinden sind. Durch Kombination der Bedarfe der beiden Branchen könnte bereits frühzeitig eine ausreichende Nachfrage entstehen, um entsprechende Produktionsanlagen wirtschaftlich realisierbar zu machen.

Prüfverfahren und Zertifizierungsstellen

Entlang der Zulieferkette sollten künftig Qualitätssicherungs- und Qualitätsmanagementprozesse umgesetzt werden, auch um Haftungsfragen leichter klären zu lassen. Einzelne Komponenten sollten ähnlich wie in der Automobilindustrie rückverfolgbar sein. EL-Anbieter sollten die Möglichkeit haben, Produkte extern zertifizieren zu lassen (z. B. basierend auf standardisierten Messprotokollen), wodurch ein objektiverer Wettbewerb am Markt entsteht und Risiken für Investoren und Kunden reduziert werden.

Fachkräfte für einzelne Produktionsschritte

Mit Blick auf die Hochskalierung der Produktion besteht laut Akteuren der Elektrolysebranche bereits aus heutiger Sicht ein Fachkräftemangel. Ein Beispiel hierfür

sind Schweißer, die für spezielle Stähle geschult sind, Erfahrung mit dem Medium Wasserstoff besitzen, sowie entsprechende Regelwerke beherrschen. Als weiteres Beispiel sind Automatisierungsexperten für Produktionsoptimierung zu nennen.

Künftig muss die EL-Industrie auf ausreichend Fachkräfte zurückgreifen können, die dank weiterer Standardisierung in der Produktion dann gezielter und damit effektiver eingesetzt werden können. Hierzu ist die Qualifizierung von eigenem Personal ein möglicher Weg. Generell ist aber auch die Steigerung der Attraktivität der Elektrolysebranche insgesamt wichtig, um im Wettbewerb um neue Fachkräfte mit anderen Industrien, wie bspw. der Automobilbranche konkurrieren zu können.

8.3.2 Themen in der PEM-Elektrolyse

Liefersituation Membranausgangsstoff (Ionomer)

Heute findet die großtechnische Herstellung von Membranausgangsstoffen nur an wenigen Standorten weltweit statt, die sich zudem alle außerhalb Europas befinden. Künftig wäre eine Quelle innerhalb Europas wünschenswert. Dies ist aber nicht als kritisch genug zu bewerten, um staatliches Einschreiten (z. B. Subventionen zum Aufbau einer inländischen Fertigung) zu rechtfertigen.

Liefersituation Titankomponenten

Laut Aussage einzelner Akteure sind derzeit keine Zulieferer in Deutschland, aber in Europa vorhanden, welche Titanausgangsmaterial (z. B. Titanbleche) liefern können. Eine Quelle innerhalb Deutschlands wäre prinzipiell wünschenswert, ist aber nicht als kritisch genug zu bewerten um staatliches Einschreiten zu rechtfertigen.

8.3.3 Themen in der alkalischen Elektrolyse

Liefersituation Diaphragma

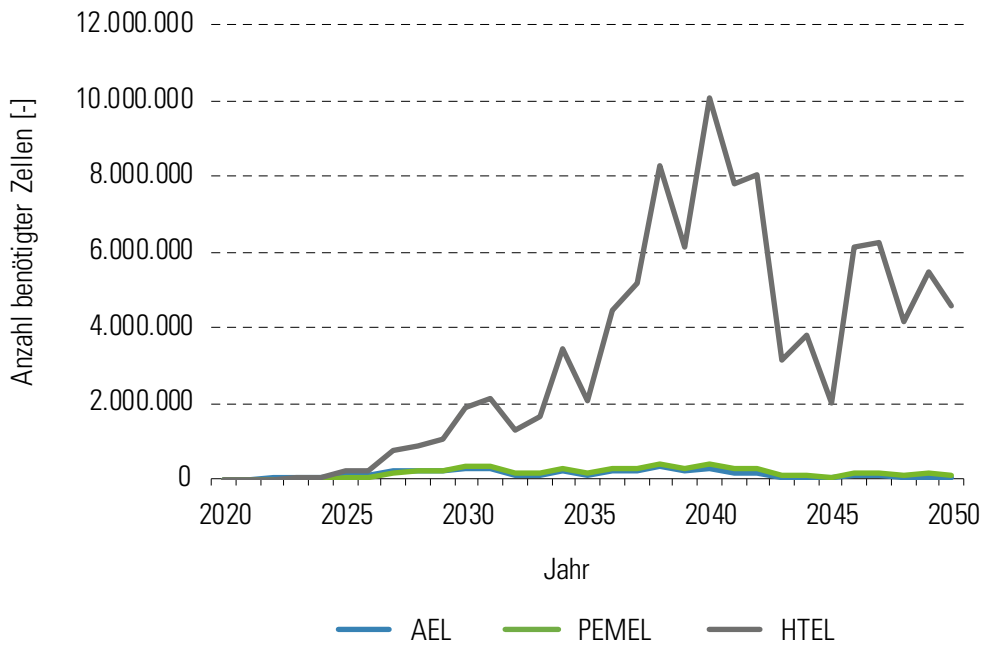
Geeignete Diaphragma-Produkte sind heute nur von wenigen Zulieferern weltweit als kommerzielles Standardprodukt verfügbar. Davon befindet sich nur ein Anbieter in Europa. Allerdings lassen einige Systemanbieter ihre eigenen Diaphragma-Materialien durch Unterauftragnehmer herstellen.

Künftig wären weitere Anbieter in Deutschland und Europa wünschenswert. Allerdings wird dies nicht als kritisch genug bewertet, um staatliches Einschreiten (z. B. Subventionen zum Aufbau einer inländischen Fertigung) zu rechtfertigen.

8.4 Beispiel eines Automatisierungskonzepts für die HTEL-Modulmontage

Wie bereits erwähnt, läuft die Stackmontage ungeachtet der möglichen Automatisierbarkeit bisher rein manuell ab. Der Aufbau durch einzelne Zellen und die damit einhergehende Wiederholung gleicher Arbeitsschritte qualifiziert diesen Prozess jedoch im Besonderen zur Automatisierung. Nichtsdestotrotz rechtfertigt die zu geringe Nachfrage nach Elektrolyseuren bisher keine Anstrengungen in diese Richtung. Da in vorliegender Studie ein enormer Anstieg ebendieser Nachfrage prognostiziert wird, soll im Folgenden ein vereinfachtes Konzept zur automatisierten Stackmontage dargestellt und bezüglich ihres Umsetzungsrisikos bewertet werden. Zudem soll eine Rentabilitätsabschätzung gegeben werden. Da die Rentabilität einer Automatisierung maßgeblich von der Anzahl der sich wiederholenden und zu automatisierenden Schritte abhängt, wird zur Konzepterarbeitung die Montage eines HT-Moduls herangezogen. Die Module der HT-Elektrolyse bestehen aus Zellen mit relativ kleinen Zellflächen. Um eine vergleichbare Leistung zur alkalischen- oder PEM-Elektrolyse zu erreichen, wird somit eine weit größere Anzahl an Zellen benötigt. Laut Annahmen in dieser Studie besteht ein HT-Modul aus ca. 1.200 Zellen (siehe Abschnitt 7.1.3). Verglichen mit der alkalischen Elektrolyse (80-160 Zellen pro Stack) und der PEM-Elektrolyse (120-250 Zellen pro Stack) ist dieser Wert sehr hoch. Abbildung 8-2 visualisiert die prognostizierte Nachfrage nach HT-Elektrolysezellen gemäß der Szenarienbetrachtung in Abschnitt 5.

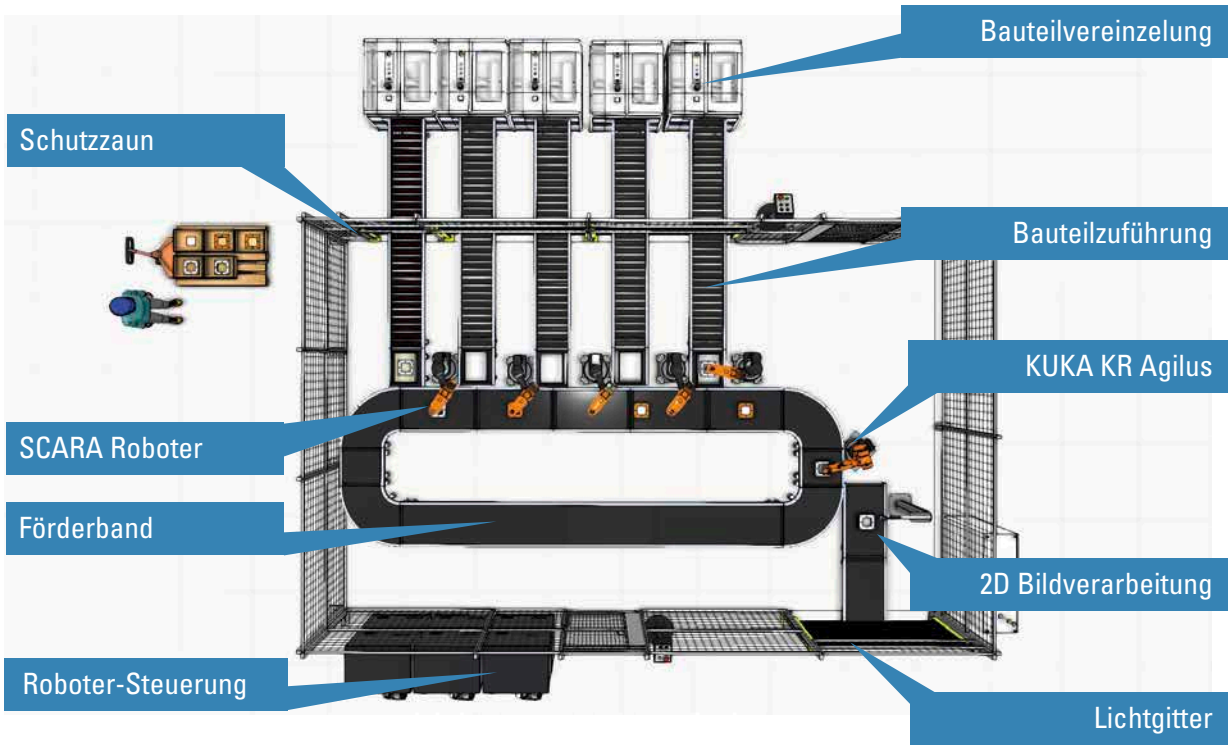
Abbildung 8-2: Vergleich zukünftiger Bedarf an Elektrolysezellen



Zunächst wurde ein beispielhaftes System anhand von Erfahrungswerten, Expertenmeinungen und Literaturquellen definiert. So wurde der in Abbildung 7-8 dargestellte Zellaufbau mit zugehörigen Maßen als Basis herangezogen. Die einzelnen Komponenten sowie deren exemplarische Konfiguration sind zudem im Anhang A.16 aufgeführt. Eine Darstellung des Prozessablaufs der Montage findet sich im Anhang A.15. Das betrachtete System beinhaltet sechs Spannstangen zur Fixierung des Moduls. Diese sind bereits während der Montage der Zellkomponenten auf der unteren Endplatte fixiert und vereinfachen so nach einem Nut-und-Feder Prinzip die Positionierung. Die Montage der Spannstangen und die Einbringung der Endplatte in den automatisierten Montageprozess erfolgt weiterhin manuell. Das Auflegen der oberen Endplatte und das Verschrauben des Stacks mit sechs Muttern bleibt ebenfalls ein manuell auszuführender Arbeitsschritt. Automatisiert wird demnach der im Anhang A.15 dargestellte, sich wiederholende Kreislauf der Zellmontage. Während der Konzepterarbeitung wurden grundsätzlich zwei Vorgehensweisen evaluiert.

1 Bei der seriellen Montage wird jedes Bauteil von einem eigenen Roboter gehandhabt und positioniert (siehe Abbildung 8-3) Die fertig montierte Zelle wird dabei nach Durchlauf der Prozesskette vom Bauteilträger entnommen und zu einem Modul aufgeschichtet.

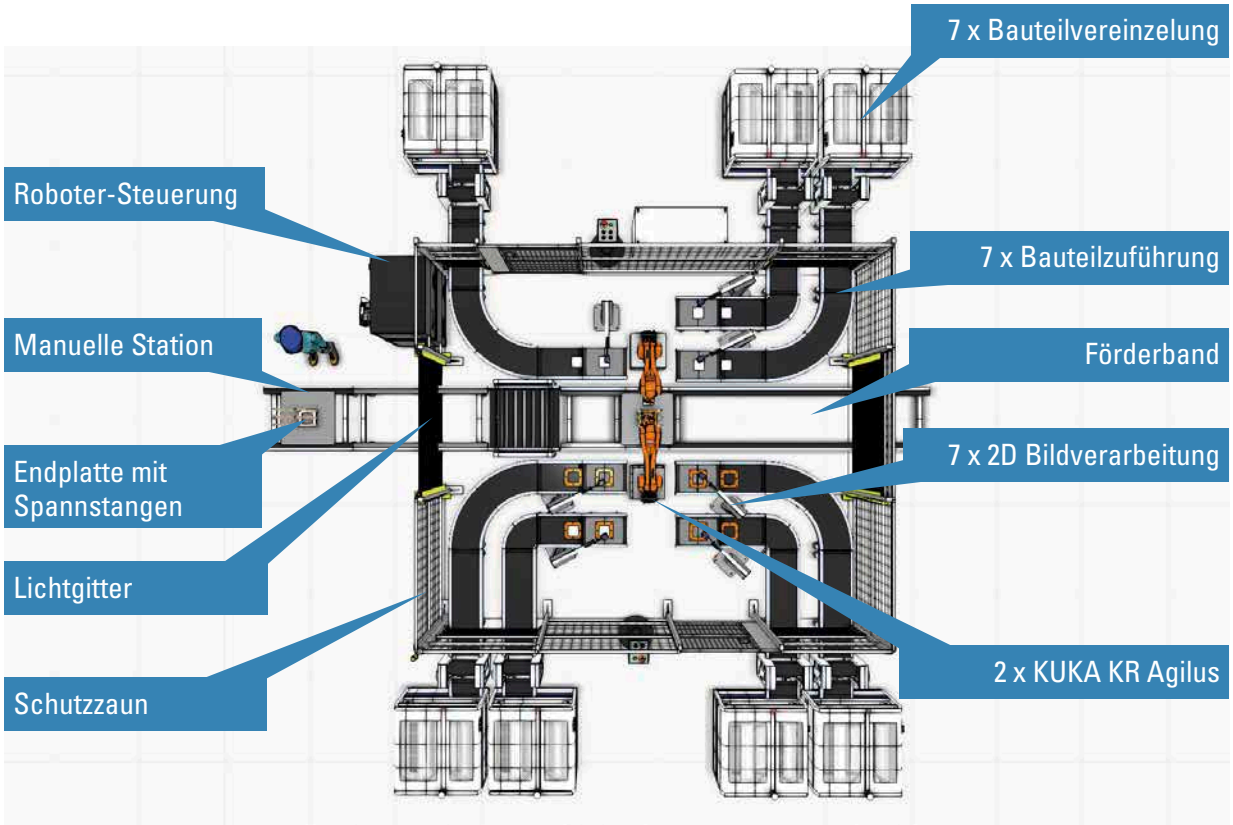
Abbildung 8-3: Draufsicht auf eine Roboterzelle für die serielle Montage



2 Im Gegensatz zur seriellen Montage-Automatisierung bietet die parallele Montage-Automatisierung diverse Vorteile. So liegen die Nebenzeiten der beiden Roboter in den Hauptzeiten des jeweils anderen Roboters. Dabei handhabt und positioniert ein und derselbe Roboter verschiedene Bauteile. Außerdem bietet die parallele Montage ein höheres Maß der Zuverlässigkeit und Flexibilität.

Da bei der seriellen Montage-Automatisierung Werkstückträger benötigt werden, geht eine Veränderung der Komponentengeometrien gegebenenfalls mit einer Anpassung der gesamten Montagelinie einher. Die direkte Ablage auf der Endplatte bei der parallelen Montage-Automatisierung umgeht diese Problematik. Eine Zelle mit mehreren Robotern erhöht zudem die Wahrscheinlichkeit des Ausfalls eines ebensolchen. Die parallele Montage-Automatisierung minimiert die Anzahl benötigter Roboter auf zwei und liefert so eine höhere Anlagenverfügbarkeit. Hinzu kommen bei gleicher Montagezeit je Zelle höhere Kosten für die Realisierung einer Roboterzelle mit serieller Produktion. Aufgrund dieser Vorteile wird das parallele Konzept bevorzugt und im Folgenden detaillierter analysiert. Abbildung 8-4 visualisiert den Aufbau der Roboterzelle mit den einzelnen Systemkomponenten.

Abbildung 8-4: Draufsicht auf eine Roboterzelle für die parallele Montage

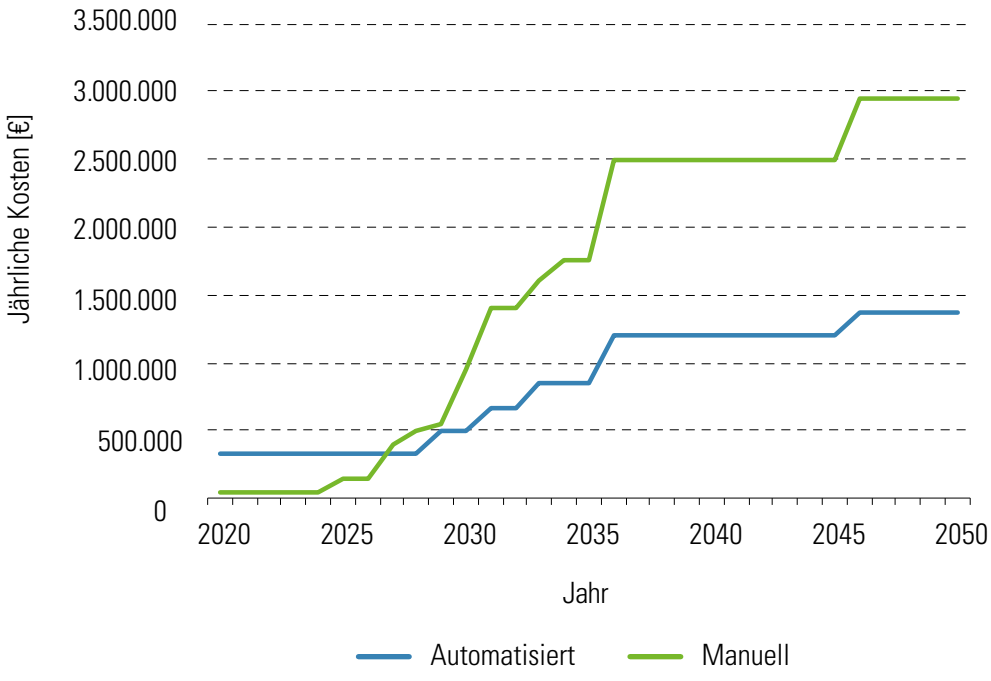


Wie bereits erwähnt, findet die Positionierung und Montage der Spannstangen auf der Endplatte manuell außerhalb der Roboterzelle statt. Danach fädeln zwei gegenüberliegende Roboter abwechselnd die Zellkomponenten zwischen den Spannstan-

gen ein. Von den Bauteilvereinzelungen werden die Bauteile dabei durch Förderbänder in Greifnähe der Roboter platziert. Diese Schritte werden so oft wiederholt, bis die vorgegebene Zellanzahl je Stack erreicht ist. Danach fährt die Trägerplatte aus der Roboterzelle, wodurch wiederum manuell die obere Endplatte montiert werden kann. Währenddessen fährt die nächste Trägerplatte mit positionierter unterer Endplatte und Spannstangen in die Roboterzelle ein. Durch dieses Vorgehen lässt sich eine Assemblierungszeit von ca. 20 Sekunden je Zelle erreichen. Dies entspricht ca. einem Drittel der benötigten Zeit bei manueller Zellmontage. Dabei fallen nach einer ersten Abschätzung 1.023.000 € für die Realisierung der parallelen Montage-Automatisierung an. Neben den Komponenten sind dabei die Inbetriebnahme, die Elektrik (Software/Hardware), Ersatzteile und Schulungskosten berücksichtigt. Zudem werden rund 18 % der benannten Kosten für die Planung und Konstruktion sowie ein entsprechendes Qualitätsmanagement und eine übergeordnete Projektkoordination aufgewendet. Nach Entwicklung der ersten Roboterzelle ist eine Reduzierung der Kosten demnach denkbar; wird im Folgenden jedoch nicht einbezogen.

Neben den Investitionskosten fallen Betriebskosten von grob geschätzten 3 € pro Roboter und Betriebsstunde an (folglich 6 € pro Roboterzelle und Stunde). Inkludiert sind dabei sämtliche Betriebskosten wie Stromkosten, Kosten für Wartung, Reinigung und Reparatur. Zusätzlich wird eine Arbeitskraft zur manuellen Anfangs- und Endmontage der Stacks benötigt. Unabhängig von der Anzahl der Roboterzellen wird hierbei aufgrund langer Durchlaufzeiten der Stacks mit einer Arbeitskraft kalkuliert. Somit entstehen zusätzlich Personalkosten in Höhe von 150.000 € pro Jahr[3].

Abbildung 8-5: Kostenvergleich manuelle vs. automatisierte Stackmontage



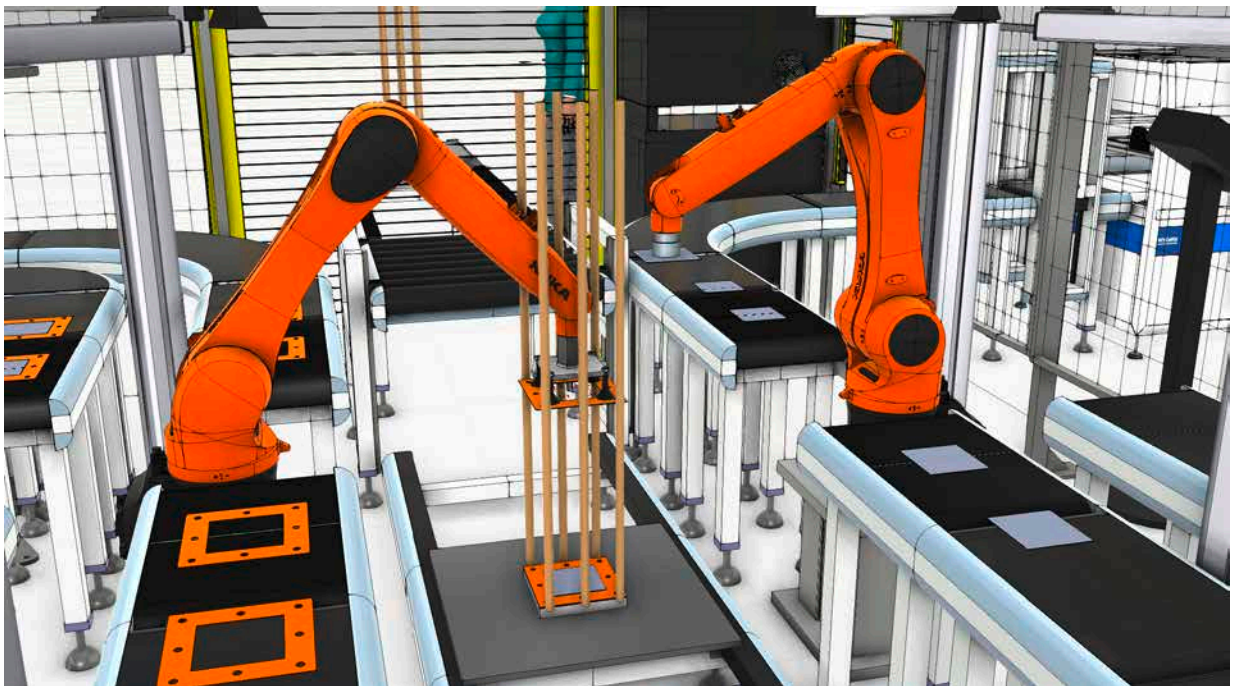
[3] Bei Annahme eines Dreischichtbetriebes und einem durchschnittlichen Bruttojahreslohn von 50.000 € pro Beschäftigtem

Den entstehenden Kosten (CAPEX und OPEX) werden die Kosten der manuellen Montage gegenübergestellt. Die Arbeitskonditionen der in Abschnitt 7.4.1 errechneten benötigten Arbeitskräfte entsprechen dabei den obigen. Zu verzeichnen ist, dass die Lohnkosten mit Blick auf den derzeitigen Produktionsstandard relativ gering gewählt sind. So werden Montageprozesse heute meist noch von qualifiziertem Fachpersonal durchgeführt. Abbildung 8-5 visualisiert den Kostenvergleich zwischen manueller und automatisierter Stackmontage unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.4.1 kalkulierten Produktionskapazitäten . Es handelt sich hierbei um eine statische Kostenvergleichsrechnung[4].

Herauszulesen ist, dass bei statischer Betrachtung die jährlichen Kosten der manuellen Montage bereits im Jahr 2027 die Kosten der automatisierten Montage übersteigen. Generell ist anzumerken, dass die genutzten Daten auf konservativen Schätzungen basieren. Bspw. sind geringere Taktzeiten bei der automatisierten Montage der Zellen denkbar.

Eine weitere Optimierung des Prozessablaufs sowie eine Reduzierung der Investitionskosten für die Automatisierung der Stackmontage sind durch eine differenziertere Analyse denkbar. So wäre zu prüfen, ob die Bauteilvereinzelungen notwendig sind, oder bereits von Zuliefererseite eine definierte Bauteilorientierung realisierbar wäre. Eine Streichung der Komponente Bauteilvereinzelung kann zu Einsparungen in der Größenordnung von 350.000 € führen.

Abbildung 8-6: Komponentenablage bei einer parallelen Montage-Automatisierung



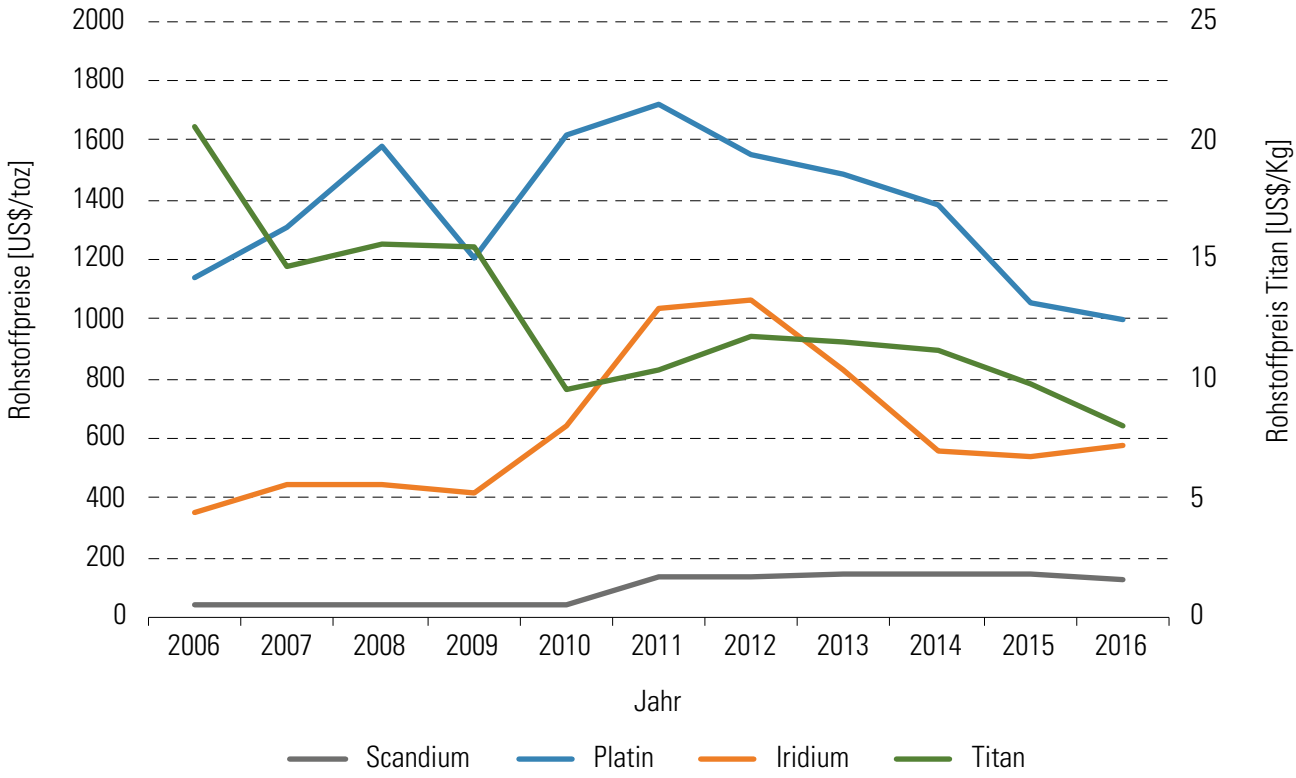
[4] Der exemplarische Kalkulationszinssatz beträgt dabei 8 %; die Nutzungsdauer der Roboterzellen wird auf 10 Jahre festgesetzt. Nach Ablauf dieser Zeitspanne beträgt der Restwert der Anlagen 0 €.

8.5 Kritikalität ausgewählter Rohstoffe

Die Akteursszene nennt diverse Materialien, die aufgrund ihrer Kritikalität die Industrialisierung der Wasserelektrolyse beschränken bzw. verhindern könnten. Neben Titan und dem Seltenerdmetall Scandium werden daher Platin und Iridium aus der Gruppe der Platinmetalle im Folgenden detaillierter betrachtet. Wie aus der Abbildung 8-7 ersichtlich, unterliegen die vier Metalle einer für wirtschaftsstrategische Rohstoffe typischen Preis-Volatilität.

Die vorliegende Studie beinhaltet keine detaillierte Kritikalitätsanalyse. Zum einen ist dies aufgrund undurchsichtiger Datenlage für Iridium und Scandium nicht möglich, zum anderen übersteigt dies den Betrachtungsrahmen der Studie. Im Folgenden werden die vier Metalle demnach auf Basis quantitativer Ergebnisse anderer Studien, Artikel und Berichte bewertet. Zudem wird eine qualitative Interpretation dieser Ergebnisse mit Blick auf die Versorgungssicherheit für Elektrolyse-Anlagen durchgeführt.

Abbildung 8-7: Preisverlauf kritische Rohstoffe [92]



Deloitte Sustainability et al. errechnen die Kritikalität der betrachteten Rohstoffe anhand zweier Dimensionen: des Versorgungsrisikos (SR) und der ökonomischen Bedeutung für die Europäische Union (EI) [93]. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf das Versorgungsrisiko und vernachlässigt den Wert EI aufgrund des unterschiedlichen Betrachtungsrahmens. Da eine vollständige Substitution der für

Elektrolyseure als kritisch eingestuften Rohstoffe nicht absehbar ist (abgesehen von Scandium), ist jedoch anzunehmen, dass die EI dieser Metalle für den Elektrolysesektor als sehr hoch zu bewerten ist.

Im Folgenden wird zunächst das von Deloitte Sustainability et al. definierte Versorgungsrisiko (SR) betrachtet. Dieses errechnet sich aus den Indikatoren „Herfindahl-Hirschmann Index in Verbindung mit den World Governance Indicators (HHI-WGI)", der „End-of-Life Recycling Input Rate (EoL-RIR)" sowie dem „Substitution Index (SI)" [94]. Zum Vergleich und zur Einordnung erreicht den höchsten Wert dieser Kritikalitätsbetrachtung das Seltenerdmetall Cer mit einem Versorgungsrisiko von 5,7. Beachtet werden muss jedoch, dass Rohstoffe bereits ab einem SR-Wert von 1 in Verbindung mit einem EI-Wert von 2,75 als kritisch eingestuft werden [93].

In einem weiteren Schritt werden die für diese Studie interessanten Indikatoren HHI-WGI und EoL-RIR noch einmal separat interpretiert. Der SI wird aus denselben Gründen wie die EI nicht näher beleuchtet. Die EoL-RIR ist definiert als der Anteil an rezykliertem Material am europäischen Angebot des entsprechenden Rohstoffs. Dieser Indikator wird in Prozent angegeben und entspricht im Optimalfall mit 100 % einer vollständigen Kreislaufwirtschaft.

Zudem sollen nach Möglichkeit Aussagen über Reserven und die aktuellen Fördermengen getroffen werden. Abschließend wird das Maß an Koppelproduktion anhand des von Nassar et al. entwickelten „companionality"-Indikators dargestellt [95].

8.5.1 Iridium

Iridium dient in der PEM-Elektrolyse als Katalysator, der in dünnen Schichten auf die Anoden der einzelnen Zellen aufgebracht wird [96]. Das an der Anode anliegende hohe elektrostatische Potenzial und die damit einhergehende oxidative Atmosphäre stellen besondere Anforderungen an das Anodenmaterial [97]. Iridium, das gemeinhin als weitgehend resistent gegen Korrosion gilt und eine ausreichend hohe elektrochemische Aktivität aufweist, ist daher ein optimaler Kandidat.

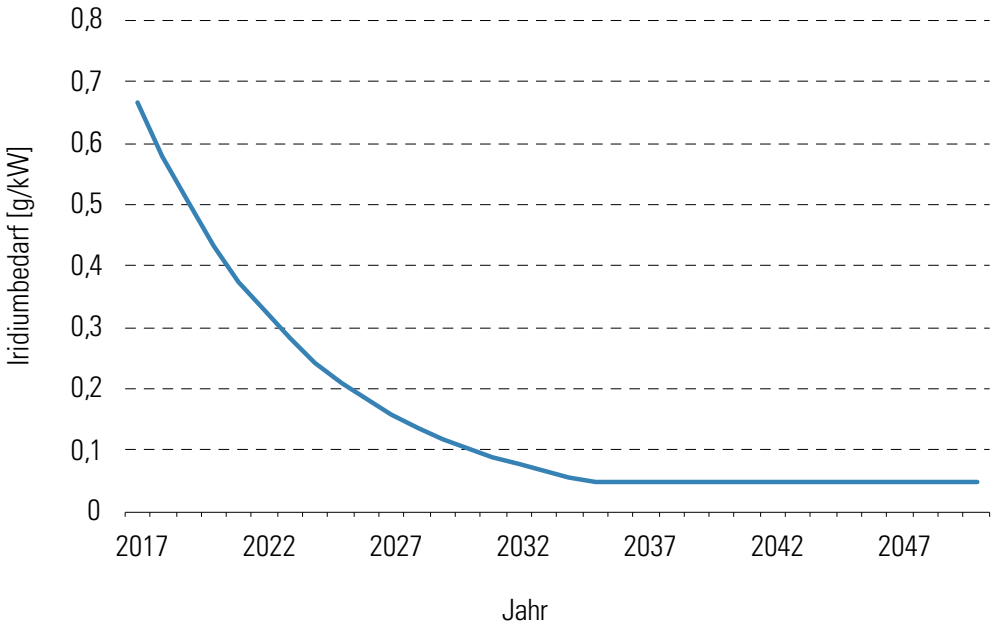
Bisher besteht noch ein ausreichend hohes Potenzial zur Verringerung der Iridium-Beladung. Laut Expertenmeinungen kann von einer optimistischen und stückweisen Reduktion der notwendigen Beladung von heute 0,667 g/kW auf 0,05 g/kW im Jahr 2035 ausgegangen werden[5]. Dabei wird ein exponentieller Verlauf dieser Entwicklung unterstellt. Ab dem Jahr 2035 wird mit einer konstant bleibenden Menge von 0,05 g/KW gerechnet, da unterstellt wird, dass keine Substitute in Aussicht

[5] Annahmen 2017: 2 mg/cm² bei einer Leistungsdichte von 3 W/cm² und Annahmen 2035: 0,4 mg/cm² bei einer Leistungsdichte von 8 W/cm²

stehen, die eine Nutzung von Iridium komplett obsolet machen könnten. Somit muss voraussichtlich ein Mindestmaß an Iridium-Beladung gewährleistet bleiben.

Legt man die prognostizierte Produktionsmenge der PEM-MEAs der Stichjahre 2030 und 2050 aus Kapitel 7.3.1 zugrunde, so erhält man die in Abbildung 8-9 dargestellten Bedarfskurven an Iridium für den deutschen Elektrolyseausbau. Dabei wird der benötigte Iridium-Bedarf ohne Verringerung der notwendigen Beladung (Szenario „Konservativ") mit dem Iridium-Bedarf aus der zuvor besprochenen Reduktionsrate (Szenario „Innovativ") verglichen.

Abbildung 8-8: Iridium-Bedarf gemäß innovativen Szenario

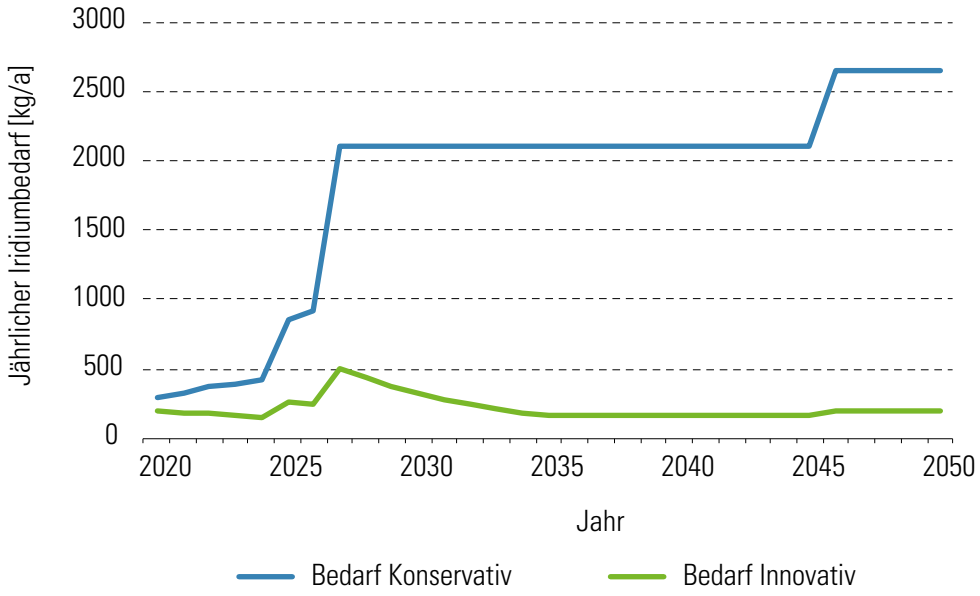


Der Produktionshöchstwert an MEAs von ca. 91.500 m² ab dem Jahr 2046, vgl. Kapitel 7.3.1, resultiert im konservativen Szenario in einem Iridium-Bedarf von ca. 2.650 kg. Dies entspricht etwa 38 % der geschätzten weltweiten und jährlichen Iridium-Förderrate von circa 7,1 Tonnen des Jahres 2016 [98]. Im innovativen Szenario wird die Bedarfsspitze von ca. 540 kg im Jahr 2027 erreicht. Ab dem Jahr 2046 pendelt sich der Bedarf langfristig bei knapp 200 kg pro Jahr ein. Dies entspricht dann 2,8 % der Jahresförderung von 2016. Die Reduzierung der Iridium-Beladung im innovativen Szenario geht folglich mit einer signifikanten Reduzierung des Lieferrisikos von Iridium zur Anwendung in PEM-Elektrolyseuren einher.

Die geringe Fördermenge von Iridium basiert auf der Tatsache, dass das natürliche Vorkommen von Iridium extrem gering ist. So ist es nur zu einem Anteil von 0,000003 ppm in der Erdkruste enthalten und befindet sich somit auf Platz 82 von 94 der seltensten Metalle der Erde.

Als Mitglied der Gruppe der Platinmetalle existieren nur äußerst wenig Aussagen über das Versorgungsrisiko von Iridium. Sofern in Kritikalitätsüberlegungen betrachtet, bewegen sich die verfügbaren Informationen meist auf einer aggregierten Ebene mit Blick auf die Gesamtheit der Platinmetalle. Ausnahme bildet die Studie von Deloitte Sustainability et al., die für Iridium ein Versorgungsrisiko von 2,8 angibt [93]. Anhand der zuvor besprochenen Skala ist das Metall somit als kritisch einzustufen.

Abbildung 8-9: Prognostizierter jährlicher Iridium-Bedarf in den beiden Szenarien innovativ und konservativ



Die Iridium-Produktion ist sehr stark auf wenige Länder konzentriert. So werden geschätzte 85 % des jährlichen Iridium-Angebots in Südafrika gefördert. Demzufolge ist der HHI der Iridium-Produktion entsprechend hoch. In Verbindung mit einem moderaten Länderrisiko von 0,19[6] – ergibt sich ein Wert von 3,4 für den HHI-WGI [93, 99]. Außerdem beschränkt sich die Förderung auf wenige Unternehmen. Diese Unternehmen besitzen folglich eine große Marktmacht und bestimmen Angebot und Preis [95]. Erschwerend kommt hinzu, dass Iridium keiner Primärförderung unterliegt. Nassar et al. errechnen für Iridium eine „companionality" von 100 % [95]. Wirtsmetalle für Iridium sind Platin (> 95 %) und Nickel (< 5 %). Die Versorgungssicherheit von Iridium ist somit gänzlich von der Verfügbarkeit und Förderung dieser Wirtsmetalle abhängig.

All diese Faktoren definieren Iridium als ein Metall mit äußerst hohem Versorgungsrisiko. Technologische Weiterentwicklungen der PEM-Elektrolyse mit Ziel der Reduktion der Iridium-Beladung sind somit unabdingbar bzw. wünschenswert, siehe auch Abschnitt 8.1.2 zu den Handlungsbedarfen. Ein effizientes Iridiumrecycling birgt

[6] Skala des Länderrisikos WGI: -2,5 (hohes Risiko) bis +2,5 (geringes Risiko)

das Potenzial, signifikante Mengen an Iridium aus EoL-Komponenten in die Wertschöpfungskette rückzuführen. Derzeit wird jedoch das Recycling von Iridium nur im geringen Maße durchgeführt. So beträgt die EoL-RIR im europäischen Raum 14 % [93]. In der Literatur werden hingegen mögliche Recyclingquoten in Höhe von 95 % für Platingruppenmetalle genannt. Die Rückgewinnung von Platin aus Brennstoffzellen wird derzeit bereits erfolgreich betrieben – aus technologischer Sicht sind dementsprechend keine Hindernisse zu erwarten. Nichtsdestotrotz werden die Rückläufer nicht genügen, um den Iridiumbedarf der Elektrolysebranche zumindest in den ersten Jahren/Jahrzehnten rein aus sekundären Quellen zu decken. Eine ressourceneffiziente Kreislaufwirtschaft wird erst erreicht, sobald ein ausreichender Bestand an installierter PEM-Elektrolysekapazität existiert, aus dem wiederum nach und nach Rückläufer anfallen. Unter Berücksichtigung der erwarteten Entwicklung der Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren sowie der Iridiumbedarfe des innovativen Szenarios und den prognostizierten Zubauraten ist ein solcher Zustand frühestens ab ca. 2040 erreichbar.

8.5.2 Platin

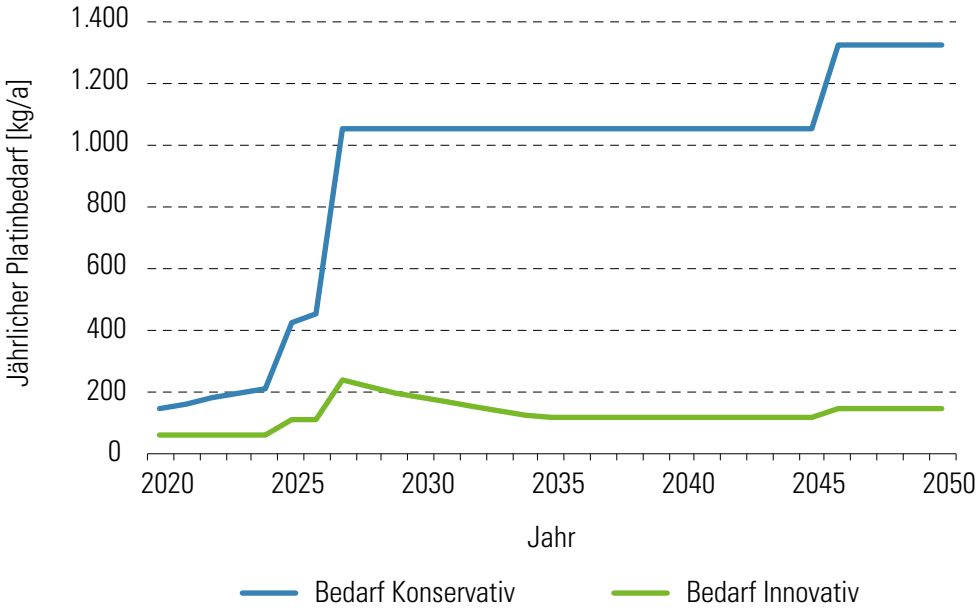
Ebenso wie Iridium wird auch Platin bei der Elektrodenbeschichtung für PEM-Elektrolyseure verwendet. Dabei bestehen die katalytischen Schichten auf der kathodenseitigen Elektrode aus reinem oder auf Kohlenstoff geträgertem Platin. Hinzu kommt, dass Bipolarplatten häufig mit einer dünnen Platinschicht überzogen werden, um den elektrischen Widerstand der Oberfläche zu reduzieren [79].

Derzeit wird bei einer Leistungsdichte von 3 W/cm² von einer Platinbeladung von 1,0 mg/cm² ausgegangen. Eine progressive Abschätzung zur Verringerung des Bedarfs rechnet mit durchschnittlichen Leistungsdichten von 8 W/cm² und einer entsprechenden Beladung von 0,3 mg/cm² im Jahr 2035. Dies resultiert in einen Platinbedarf von 0,333 g/kW im konservativen und von 0,0375 g/kW im innovativen Szenario. Analog zu Iridium wird auch bei der notwendigen Platinmenge von einem exponentiellen Rückgang ausgegangen, vgl. auch mit Abbildung A-13 im Anhang und ab dem Jahr 2035 nicht mit einer weiteren Verringerung der Platinbeladung gerechnet.

In Abbildung A-14 des Anhangs sind die Platinbedarfe der Elektrolysenachfrage aus Deutschland der kommenden Jahre dargestellt; abermals unterschieden nach einem konservativen und einem innovativen Szenario. Das langfristige Bedarfsniveau im innovativen Szenario des Jahres 2046 entspricht einer Menge von ca. 150 kg. Verglichen mit einer Gesamtförderung von 190 Tonnen pro Jahr erscheint dieser Wert gering. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die Gesamtnachfrage nach Platin bereits heute das Angebot übersteigt und jeder weitere Absatzmarkt dieses Unterangebot verschärft. Bei Annahme der Beständigkeit des Platineinsatzes in PEM-Elektrolyseuren wird zudem ein Bedarf von etwas mehr als 1.300 kg ab dem Jahr 2046 prognostiziert. Hinzu kommen die Rohstoffbedarfe für Brennstoffzellen, die in dieser Studie nicht betrachtet werden.

Primäre Absatzmärkte für Platin sind zurzeit Autoabgaskatalysatoren mit einem Anteil von 36 % und die Schmuckindustrie mit 35 %. Rohstoffinvestments (10 %) und chemische Katalysatoren (6 %) sind weitere bedeutende Abnehmer. Die restlichen 13 % teilen sich zwischen der Elektronikindustrie, der Medizintechnik, der Petrochemie, der Glasindustrie und anderen Anwendungen auf [100].

Abbildung 8-10: Prognostizierter Platin-Bedarf Innovativ/Konservativ



Das Versorgungsrisiko von Platin wird auf 2,1 beziffert [93]. Es ist somit als kritisches Metall einzuordnen. Der HHI-WGI von 2,5 ist zwar geringer als der von Iridium, deutet aber trotzdem eine hohe Länderkonzentration an. Thorenz und Reller bestätigen diese Einschätzung [101]. So verantwortet Südafrika rund 77 % der weltweiten Platinförderung. Weitere bedeutende Fördergebiete liegen in Russland (13 %), Nordamerika (4 %) und Zimbabwe (4 %). Für die Gesamtheit der Platingruppenmetalle werden die globalen Reserven auf 66.110 t geschätzt. Platin wird hauptsächlich als primärer Rohstoff gefördert. Nassar et al. geben für Platin eine „companionality" von 16,1 % an [95]. Davon entfallen 15,8 % auf das Wirtsmetall Nickel und 0,3 % auf Palladium.

Weltweit wurden im Jahr 2016 rund 125 Tonnen Platingruppenmetalle recycelt [92]. Bedeutende Sektoren für das Platinrecycling waren im Jahr 2008 Autoabgaskatalysatoren (32 t), die Schmuckindustrie (19,7 t) und die Elektronikindustrie (0,13 t). Deloitte Sustainability et al. quantifizieren die EoL-RIR für Europa auf 11 % [93]. Das Recycling von Platin hat demzufolge großes Potenzial und ist eine vielversprechende Möglichkeit, die bestehende Nachfragelücke zu schließen. Recyclingverfahren für PEM-Brennstoffzellen befinden sich momentan im Entwicklungsstadium.

Einen Überblick über erste Konzepte gibt das IUTA – Institut für Energie- und Umwelttechnik [102].

Holton und Stevenson geben an, dass der Rohstoff Platin bei Annahme einer Massenproduktion rund 17 % der Gesamtkosten eines 80 kW-PEM-Brennstoffzellen-Stacks des technologischen Standes vom Jahr 2012 bedingt [103]. Eine Verringerung der Beladung oder sogar eine Substitution ist somit neben der Dimension der Rohstoffkritikalität bereits heute auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

8.5.3 Scandium

Scandium wird teilweise zur Dotierung des Zirkoniumdioxid-Elektrolyts der Hochtemperatur-Elektrolyse verwendet. Zudem findet Scandium in der porösen Anode der HT-Elektrolyse Anwendung. Ähnlich wie Yttrium zeichnet sich Scandium durch eine hohe Sauerstoff-Ionenleitfähigkeit sowie eine hohe chemische Stabilität und mechanische Festigkeit aus [104]. Die Dotierung mittels Scandium wird aktuell nur von wenigen Herstellern angewendet. Es wird derzeit davon ausgegangen, dass der klassische YSZ-Elektrolyt der technologische Standard bei der HT-Elektrolyse bleiben wird. Trotzdem beleuchtet diese Studie die Auswirkungen auf den Rohstoffmarkt sollte sich die Dotierung durch Scandium durchsetzen und den YSZ-Elektrolyten komplett substituieren. Ebenso wie Iridium wird auch Scandium meist in einer übergeordneten Gruppe analysiert. Die Zugehörigkeit zu den Seltenerdmetallen sowie das seltene und disperse Vorkommen resultieren in einer geringen Datenverfügbarkeit bezüglich der vorgestellten Kritikalitätsindikatoren.

Marscheider-Weidemann et al. schätzen den Scandium-Bedarf für HT-Brennstoffzellen auf 23 g/kW im Jahr 2013 [100]. Dies entspricht laut der Umrechnung des USGS National Minerals Information Center ungefähr 35 g/kW Sc_2O_3 [92]. Aufgrund der höheren Leistungsdichte von HT-Elektrolyseuren (ca. 1,2 W/cm²) verglichen mit HT-Brennstoffzellen (ca. 0,3-0,4 W/cm²) ergibt sich bei Annahme sonstiger Baugleichheit der Zellen ein entsprechend geringerer Scandium-Bedarf von ca. 10 g/kW. Marscheider-Weidemann et al. geben keine Abschätzung zur zukünftigen Verringerung des Scandium-Bedarfs pro kW Elektrolyseleistung an, dies ist jedoch z. B. durch Verringerung der Schichtdicken möglich. Um ein innovatives Szenario zu definieren, wird in dieser Studie von derselben Reduktionsrate wie der des Platinbedarfs pro kW bis 2035 ausgegangen. Diese beträgt 89 % und resultiert in einem Scandiumoxid-Bedarf von 1,15 g/kW im Jahr 2035, siehe Abbildung A-15 im Anhang. Dieser Wert ist rein fiktiv und soll den potenziellen technologischen Fortschritt abbilden.

Der Scandium-Bedarf für HT-Brennstoffzellen betrug im Jahr 2013 rund 1,1 Tonnen [93]. Im innovativen Szenario pendelt sich der langfristige Bedarf nach Scandiumoxid alleine für Deutschland ab dem Jahr 2046 für die HT-Elektrolyse bei knapp drei Tonnen pro Jahr ein. Im Jahr 2013 wurden rund zehn Tonnen Scandiumoxid gefördert. Dies entspricht einem Metallgehalt von ca. 6,5 Tonnen reinem Scandium. Die prognostizierte Nachfrage bei vollständiger Marktdurchdringung der Scandium-Dotierung entspricht demnach auch im innovativen Szenario etwas weniger als einem Drittel des Weltmarktangebotes. Im konservativen Szenario erhält man gar einen Maximalbedarf von mehr als 25 Tonnen. Primärer Anwendungsbereich für Scandium sind derzeit Aluminiumlegierungen mit einem Marktanteil von ca. 85 %. Obwohl Marscheider-Weidemann et al. eine Verringerung des Bedarfs nach solchen Legierungen, vor allem im Luftfahrtsektor prognostizieren, kann das frei werdende Angebot voraussichtlich nicht den in Abbildung A-16 des Anhangs dargestellten Bedarf decken. Zusätzlich zum steigenden Scandium-Bedarf für HT- Elektrolyseure sagen Marscheider-Weidemann et al. einen Bedarf von neun Tonnen reines Scandium für HT-Brennstoffzellen im Jahr 2035 voraus.

Das Supply Risk von Scandium wird auf 2,9 beziffert. Wie bereits erwähnt, sind wenige Informationen über Vorkommen, Produktionsländer und -menge verfügbar. Lediglich werden China, Kasachstan, Russland und Ukraine als mögliche Abbauländer genannt [92]. Dabei deckt China geschätzte 66 % der Scandium-Förderung ab. Der hohe Wert des HHI-WGI von drei lässt ebenfalls auf wenige Förderländer schließen. Zudem kann daraus politische Instabilität in diesen Ländern abgeleitet werden [93]. Scandium wird ausschließlich als Koppelprodukt gefördert [95]. Wirtsrohstoffe sind im besonderen Titan (China), allgemein Seltene Erden (China), Uran (Kasachstan, Ukraine) und Apatite (Russland).

Deloitte Sustainability et al. geben für den europäischen Raum eine EoL-RIR von 0 % an [93]. Weltweit werden jedoch sehr geringe Mengen aus Batterien, Permanentmagneten und fluoreszierenden Lampen recycelt [92]. Ein Recycling ist demnach möglich, hängt jedoch stark von den im Bauteil enthaltenen Mengen ab. Ein großindustrielles und rentables Recycling von HT-Brennstoffzellen und –Elektrolyseuren ist jedoch erst denkbar, sobald signifikante Mengen an Rückläufern existieren [100].

8.5.4 Titan

In PEM–Elektrolyseuren finden fast ausschließlich Bipolarplatten aus Titan Anwendung. Gute mechanische Eigenschaften sowie eine hohe Korrosionsbeständigkeit zeichnen dieses Metall aus. Zudem wird Titan zur Herstellung der anodenseitigen PTL herangezogen. Bezüglich des Titanbedarfs je kW Elektrolyseleistung der PEM-Elektrolyse sind keine Informationen in der Literatur verfügbar. Entsprechende Werte können jedoch aus den in dieser Studie verwendeten Referenz-Systemen

abgeleitet werden. Zudem wurde angenommen, dass die Bipolarplatten im konservativen Szenario aus massivem Titan gefertigt werden. Die Dicke der Bipolarplatten geben Gago et al. mit 0,3 cm an [105]. Im innovativen Szenario wird hingegen davon ausgegangen, dass das Substrat der Bipolarplatten aus günstigeren Metallen besteht. Dieses wird in einem weiteren Schritt mit einer dünnen Schicht Titan überzogen. Die entsprechende Schichtdicke beträgt in diesem Szenario 0,01 cm [105]. Bei den anodenseitigen PTL wird von einer Porosität von 60 % und Schichtdicken von 0,1 cm im konservativen und 0,03 cm im innovativen Szenario ausgegangen. Im Mittel über die drei Referenz-Systeme wird somit ein Gesamtbedarf von 414 g/kW für das konservative und 32 g/kW für das innovative Szenario (2035) errechnet. Entsprechende Werte können dem Anhang A.18 entnommen werden. Analog zu den zuvor betrachteten kritischen Rohstoffen wird wiederum eine exponentielle Abnahme des Materialbedarfs bis zum Jahr 2035 angenommen, vgl. mit Abbildung A-17 im Anhang.

Im konservativen Szenario stellt sich ab dem Jahr 2046 ein Bedarf von 1.640 t ein. Demgegenüber steht ein Titanbedarf von 130 t/a im innovativen Szenario, vgl. mit Abbildung A-18 im Anhang. Die Produktionsmenge von Titan der letzten Jahre variiert stark. So wurden im Jahr 2016 rund 290.000 Tonnen reines Titan produziert, im Vorjahr hingegen nur 171.000 t [92]. Der langfristige Titanbedarf des innovativen Szenarios entspricht somit rund 0,5 % der Produktionsmenge des Jahres 2016.

Hauptanwendungsbereiche von Titan und Titandioxid sind Farben (56 %), Kunststoffe (27 %), Papier (9 %) sowie Carbide, Legierungen und Chemikalien (5 %). Zukunftstechnologien mit stark steigendem Bedarf an Titan sind mikroelektrische Kondensatoren, Micro-Energy Harvesting aus der Umgebungsenergie, Meerwasserentsalzungsanlagen sowie medizinische Implantate mit einem kumulierten prognostizierten Bedarf von 41.166 Tonnen im Jahr 2035 [100].

Das Supply Risk bezüglich des Titanbergbaus wird mit einem Wert von 0,3 als sehr unkritisch angesehen. Neben großen Reserven der titanhaltigen Minerale Ilmenit und Rutil von geschätzten 830.000.000 Tonnen bei einer derzeitigen Förderrate von 6.600.000 Tonnen pro Jahr zeichnet sich die Titangewinnung durch eine geringe Länderkonzentration aus [92]. Dies erklärt den niedrigen HHI-WGI von 0,4 Punkten [93]. Titan unterliegt einer vollständigen Primärförderung. So beziffern Nassar et al. die „companionality“ von Titan mit 0 % [95]. Lediglich vernachlässigbare Mengen werden in Südafrika als Koppelprodukt von Kupfer gefördert.

Recycling von Titan wird vor allem von der Stahl- und der Superlegierungsindustrie betrieben. Gesamt wurden im Jahr 2016 weltweit rund 53.000 Tonnen Titan recycelt [92]. Für den europäischen Raum wird eine EoL-RIR von 19 % angegeben [93].

Generell kann in Summe Titan als unkritischer Rohstoff bewertet werden. Das Versorgungsrisiko für die PEM-Elektrolyse ist dementsprechend gering. Vielmehr spricht der hohe Materialpreis für eine Reduktion des Titaneinsatzes. So können Titan-Bipolarplatten rund 51 % der Stack-Kosten eines PEM-Elektrolyseurs ausmachen, jedoch haben die hohen Kostenanteile ihre Ursache vor allem in den aufwändigen Bearbeitungsschritten wie Fräsen, Polieren o.ä. und weniger in den reinen Materialkosten [105] [92]. Nichtsdestotrotz muss in den kommenden Jahren mit stark ansteigenden Bedarfe anderer Zukunftstechnologien gerechnet werden. Denkbar ist daher eine Verknappung des Angebots bzw. ein Anstieg des Titanpreises. Es existieren verschiedene Ansätze, um massive Titanplatten durch Platten aus anderen Werkstoffen mit dünner Titanbeschichtung zu ersetzen [92, 106].

8.5.5 Zusammenfassung Rohstoffkritikalität

Tabelle 8-1 stellt die betrachteten Kritikalitätsindikatoren und Bedarfe der einzelnen Rohstoffe gesammelt dar. Insbesondere der prognostizierte Bedarf von Iridium muss bei gleichbleibendem Rohstoffeinsatz pro kW Elektrolyseleistung zukünftig zu Engpässen führen. Selbst bei Annahme des innovativen Szenarios und demnach eines Rückgangs der notwendigen Iridium-Beladung um 92 % würden im Jahr 2050 immer noch 2,8 % des Weltmarktangebots des Jahres 2016 benötigt – und das ausschließlich für den Elektrolyseausbau in Deutschland. Entsprechend muss eine starke Verringerung, wenn nicht gar eine Substitution erreicht werden, um PEM-Elektrolyseure im kommerziellen Gigawatt-Maßstab herstellen zu können.

Tabelle 8-1: Zusammenfassung Rohstoffkritikalität

	Iridium	Platin	Scandium-oxid (Sc_2O_3)	Titan
Supply Risk	2,8	2,1	2,9	0,3
HHI-WGI	3,4	2,5	3,0	0,4
Companionality [%]	100	16,1	–	0
EOL-RIR [%]	14	11	0	19
Jährliche Förderung (Jahr) [kg]	7.100 (2016)	190.000 (2013)	10.000 (2013)	290.000.000 (2016)
Bedarf Konservativ 2030 [kg]	~2.100	~1.050	~8.000	~1.310.000
Bedarf Konservativ 2050 [kg]	~2.650	~1.300	~25.500	~1.640.000
Bedarf Innovativ 2030 [kg]	~360	~180	~1.500	~207.000
Bedarf Innovativ 2050 [kg]	~200	~150	~2.900	~130.000

Hohe Kritikalität Mittlere Kritikalität Unkritisch

Recyclingkonzepte zur Wiedergewinnung von Iridium aus PEMEL-Zellen existieren und finden bereits Anwendung. Allerdings müssen zu einer nachhaltigen Deckung der Iridium-Nachfrage durch Recycling genügend PEM-Elektrolyseure rückgeführt werden. Während der Ausbauphase ist jedoch nicht mit einer vollständigen Kreislaufwirtschaft zu rechnen. Im Idealfall wird diese ab einer gewissen Ausbaustufe nach dem Jahr 2040 und einhergehend mit der entsprechenden Menge an Rückläufern erreicht.

Auch bezüglich der anderen drei Rohstoffe ist eine Reduktion der Einbringung je kW sinnvoll und muss gefördert werden. Neben der kritischen Versorgungslage zeichnen sich die betrachteten Rohstoffe auch für einen gewissen Anteil der Gesamtkosten der Herstellung von Elektrolyseuren verantwortlich.

9 Handlungsempfehlungen und Roadmap für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse

Die übergeordnete Fragestellung dieser Studie ist, wie sichergestellt werden kann, dass zukünftig die Wasserelektrolyse als industrialisierte und leistungsfähige Technologie in Deutschland verfügbar sein wird, um im Rahmen der Energiewende als Bindeglied zu fungieren und erneuerbaren Strom in andere Energieträger und Grundstoffe zu wandeln.

In Abschnitt 9.1 werden zunächst die Erkenntnisse aus dem Soll-Ist Vergleich, vgl. mit Abschnitt 8, zusammengefasst. Davon ausgehend werden in Abschnitt 9.2 Handlungsempfehlungen für unterschiedliche Akteursgruppen abgeleitet.

Im Zentrum der Empfehlungen steht dabei die Forderung nach einem Marktaktivierungsprogramm, dessen Dringlichkeit und Notwendigkeit in Abschnitt 9.3 gesondert hergeleitet wird. In Abschnitt 9.4 werden, basierend auf den Diskussionen in der Akteursszene, mögliche Maßnahmen innerhalb eines solchen Marktaktivierungsprogramms erläutert.

In Abschnitt 9.5 werden abschließend die zentralen Maßnahmen und Entwicklungen in Form einer anschaulichen Roadmap auf einer Zeitachse bis zum Jahr 2030 aufbereitet.

9.1 Zentrale Schlussfolgerungen aus dem Soll-Ist Vergleich

Folgende Schlussfolgerungen lassen sich aus dem Soll-Ist-Vergleich in Abschnitt 8 zusammenfassen:

1 **Die Elektrolysebranche muss sich zu einer Gigawatt-Industrie entwickeln**
Es besteht Einigkeit, dass zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele ein Elektrolyse-Bedarf mit einer installierten Leistung im dreistelligen Gigawatt-Bereich benötigt wird. Diese Feststellung gilt unabhängig von der Frage, ob die EL- Kapazität in Deutschland selbst oder im Ausland installiert und betrieben wird. Ausgehend von einem weltweiten Elektrolysemarkt von heute ca. 100 MW Leistung pro Jahr ist bis zum Jahr 2030 mit einem Wachstum auf ca. 1 bis 5 GW pro Jahr zu rechnen, allein um den in Deutschland benötigten Wasserstoffbedarf zu decken.

2 **Der Markthochlauf ist wichtiger als Forschungsförderung**
Bereits heute befinden sich zumindest die Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien in einem technisch ausgereiften Zustand. Die Technologie- und Kostenentwicklung sowie die Optimierung von Herstellprozessen werden in erster Linie durch die Industrie parallel zum Markthochlauf vorangetrieben. Alleine die Skaleneffekte lassen eine erhebliche Kostenreduktion erwarten. FuE- und Demonstrationsvorhaben werden den Markthochlauf sinnvoll flankieren, diesen aber nicht auslösen.

3 Ein stabiles Absatzniveau von 20 bis 50 MW pro Jahr und Hersteller ist zur Industrialisierung notwendig

Industrialisierte Fertigungsverfahren und eine robuste Lieferkettenentwicklung können laut Feedback aus der Akteursszene erzielt werden, sobald sich ein Produktionsvolumen von etwa 20 bis 50 MW Elektrolyseleistung pro Jahr und Hersteller realisieren lässt. Dieses Niveau muss dabei über mehrere Jahre planbar, bzw. durch eine Marktentwicklung absehbar sein.

4 Geeignete Herstellverfahren für die Industrialisierung sind größtenteils verfügbar

Die Hersteller arbeiten heute aufgrund der geringen Nachfrage nach großen und /oder vielen Anlagen nahezu vollständig im Manufakturbetrieb. Geeignete Verfahren für höhere Produktionsvolumen sind grundsätzlich bereits aus anderen Anwendungen und Industrien bekannt und können künftig auch in der Elektrolyseindustrie eingesetzt werden, um die Herstellkosten zu verringern. Es besteht insgesamt kein grundlegender Bedarf mehr, neue Verfahren zur Herstellung zu entwickeln.

5 Nur eine größere Nachfrage sorgt für mehr Wettbewerb und Akteursvielfalt entlang der Zulieferkette

Mit Blick auf existierende Lieferketten besteht in der Wasserelektrolyse bei einigen Komponenten und Materialien eine Single-Source-Problematik (nur ein Anbieter am Markt). Dies kann jedoch auf die geringe Nachfrage zurückgeführt werden und ließ sich nicht durch exklusive Schutzrechte o.ä. belegen. Der künftige Markthochlauf wird sehr wahrscheinlich für einen ausreichend dynamischen Wettbewerb sorgen.

6 Die Industrialisierung der Elektrolysebranche wird international und nicht nur auf Deutschland beschränkt stattfinden

Der Elektrolysemarkt, die Elektrolyseindustrie sowie deren Zulieferketten können nicht gesondert für Deutschland betrachtet werden. Die Branche ist sehr europäisch bzw. international geprägt. Die Annahme in dieser Studie, dass Exporte und Importe von bzw. nach Deutschland sich in etwa die Waage halten werden, wurde von der Akteursszene als plausibel bewertet.

7 Klare regulatorische Rahmenbedingen insbesondere bei den Strombezugskosten sind notwendig

Um ein initiales Wachstum der Branche und das Erreichen einer kritischen Masse zu gewährleisten, bedarf es klarer, regulatorischer Rahmenbedingungen. Dies betrifft insbesondere die Strombezugskosten, welche es Anwendern ermöglichen, einen wirtschaftlichen Elektrolysebetrieb darzustellen.

8 Der Iridium-Bedarf in der PEM-Elektrolyse muss reduziert werden, damit diese Technologie im Multi-Gigawattbereich mitspielen kann

Mit Blick auf notwendige Zubauraten von mehreren Gigawatt Elektrolyseleistung pro Jahr ist aus heutiger Sicht Iridium, welches in PEM-Elektrolyseuren zum Einsatz kommt, als kritisches Material zu bewerten. Hier muss der spezifische Bedarf [g/kW] deutlich reduziert werden, da ansonsten mit Lieferschwierigkeiten bzw. Kostensteigerungen zu rechnen ist.

9 Öffentlichkeitsarbeit ist weiter notwendig

In der Akteursszene wird ein großer Bedarf nach noch stärkerer Öffentlichkeitsarbeit und Wahrnehmung des Themas Wasserstoff als Energieträger gesehen. Bspw. können Modellregionen helfen, die Akzeptanz und Aufmerksamkeit zum Thema Wasserstoff zu erhöhen.

9.2 Handlungsempfehlungen

Aus dem identifizierten Handlungsbedarf in Abschnitt 8 lassen sich konkrete Handlungsempfehlungen ableiten. Diese richten sich an folgende Akteursgruppen, und sind entsprechend gegliedert:

- Öffentliche Hand, insbesondere die Politik,
- Elektrolyseindustrie, inkl. Zuliefererkette,
- Einrichtungen der Forschung und Entwicklung,
- Anwenderseite, d. h. sowohl (künftige) Betreiber von Elektrolyseanlagen als auch Wasserstoffnachfrager wie z. B. Energieversorger, kommunale Verkehrsbetriebe, industrielle Wasserstoffnutzer.

9.2.1 Handlungsempfehlungen an die öffentliche Hand

„Marktaktivierungsprogramm Wasserelektrolyse“ aufsetzen

Die Klimaziele der Bundesregierung erfordern einen Zubau an Elektrolyseuren von mehreren Gigawatt pro Jahr ab den 2030er Jahren. Damit die Elektrolysebranche dies leisten kann, ist bereits heute ein Marktaktivierungsprogramm notwendig, das die notwendige Industrialisierung anstößt. Zwischenziel bis zum Jahr 2025 sollte ein Elektrolyseabsatzmarkt von 250 bis 500 MW pro Jahr in Deutschland sein, bzw. eine kumuliert installierte Leistung von 1 bis 2 GW. Durch Zusammenfassen der Einzelmaßnahmen in einem Gesamtpaket „Marktaktivierungsprogramm Wasserelektrolyse“, soll Planungssicherheit und Transparenz für Investitionen in die Elektrolysebranche geschaffen werden.

Die Notwendigkeit und mögliche Maßnahmen für die Ausgestaltung eines solches Programms werden in den Abschnitten 9.3 und 9.4 im Detail dargelegt.

Marktaktivierung mit flankierenden Maßnahmen begleiten

Um die Marktaktivierung möglichst effektiv zu gestalten, ist eine Reihe von flankierenden Maßnahmen sinnvoll:

- Schaffung von Planungssicherheit für Investitionen in Elektrolyseanwendungen durch Definition von grünem bzw. nachhaltig erzeugten Wasserstoff. Grundlagen wurden hier bereits im EU-Projekt CertifHy und dem TÜV SÜD Zertifizierungsstandard GreenHydrogen gesetzt [107, 108].
- Abbau regulatorischer Barrieren bei der Genehmigung von Elektrolyseanlagen, u. a. durch:
  - „Best Practice"-Workshops mit zuständigen Behörden, die an Genehmigungsverfahren von Elektrolyseanlagen beteiligt sind. Ziel ist es, dass unterschiedliche Behörden die Risiken und Gefahren künftig einheitlich bewerten und damit das Verfahren beschleunigt werden kann;
  - Genehmigungsauflagen für Elektrolyseanlagen über Bundesländer hinweg harmonisieren;
  - Einen „Genehmigungsleitfaden Elektrolyseanlagen" entwickeln.
- Verminderung von Investitionsrisiken durch standardisierte Testverfahren auf Systemebene. Diese könnten z. B. im Rahmen von NIP-Aktivitäten entwickelt werden oder die Industrie wird bei der eigenständigen Erarbeitung von Standards und Testverfahren unterstützt.

Technologieentwicklung und Optimierung bei den Herstellverfahren unterstützen

Obwohl es nicht als entscheidender Engpass für eine Markteinführung von Elektrolyseuren gesehen wird, ist weiterhin eine FuE-Förderung im Rahmen des NIP und anderen Instrumenten der Forschungsförderung notwendig, um bestehende Schwächen oder Barrieren in der Technologie zu überwinden. Dabei können auch Neu- oder Weiterentwicklungen von Verfahren unterstützt werden, welche für die künftige industrielle Fertigung von Bedeutung sind wie bspw. hohe Durchsätze, Teilautomatisierung, in-line-Qualitätssicherung. Sie werden im Detail weiter unten in Abschnitt 9.2.3 vorgestellt.

Technologievielfalt nicht durch starre Vorgaben von Leistungsparametern einschränken

Im Rahmen der Förderung von FuE zur Technologieweiterentwicklung als auch bei Maßnahmen zur Marktaktivierung wird eine kategorische Vorgabe von Zielwerten für bestimmte Leistungsparameter wie CAPEX, Lebensdauer und Wirkungsgrad nicht empfohlen. Dies wäre kontraproduktiv für die Technologievielfalt, da Anbieter der jeweiligen Technologien (AEL, PEMEL und HTEL) die Freiheit behalten sollten, durch unterschiedliche Gewichtung einzelner Leistungsparameter wettbewerbsfähige Produktlösungen zusammenstellen zu können.

Technologievielfalt im Rahmen von FuE- und Demonstrationsvorhaben unterstützen

Erfreulicherweise wurden in der letzten Dekade bereits zahlreiche Vorhaben zur Systemintegration von Elektrolyseuren durch die öffentliche Hand unterstützt und gefördert. Diese haben zu einem erheblichen Knowhow-Zuwachs beigetragen. In der internationalen Wahrnehmung konnte sich Deutschland dadurch eine führende Position erarbeiten. Auch weiterhin kann eine Unterstützung von Demonstrationsvorhaben (bspw. im Rahmen des NIP) Sinn machen, wenn dadurch neuartige Aspekte betrachtet werden. Bedarf besteht hier insbesondere bei Einzelthemen wie der Hochtemperatur-Elektrolyse sowie bei der Entwicklung und Optimierung von Multi-Megawatt-Stackdesigns für die PEM-Elektrolyse.

Öffentlichkeitsarbeit aktiv betreiben

Die Öffentlichkeitsarbeit zum Thema Wasserstoff sollte aus mehreren Gründen intensiviert werden:

- Zur Steigerung der Attraktivität der Elektrolyseindustrie für potenzielle Arbeitnehmer, um dem Fachkräftemangel entgegenzuwirken;
- Um Akzeptanz in der Bevölkerung für Förderprogramme bzw. das empfohlene Marktaktivierungsprogramm zu steigern.

Hierzu könnten Kampagnen und Veranstaltungen im Rahmen der NIP-Aktivitäten durchgeführt werden, welche die systemische Bedeutung der Elektrolyse für die Energiewende und Notwendigkeit der Marktaktivierung aktiv kommunizieren. Auch das Schaffen von Modellregionen kann die Akzeptanz für Elektrolyse und Wasserstoff weiter erhöhen. Obwohl diese Instrumente nicht unbekannt sind und teilweise bereits aktiv genutzt werden, besteht ein nachhaltiges Interesse in der Elektrolyse-Akteursszene, dass die Öffentlichkeitsarbeit weiter intensiviert wird.

Internationale Zusammenarbeit zur Harmonisierung des regulatorischen Rahmens vorantreiben

Die Zusammenarbeit auf europäischer Ebene sollte gestärkt und insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen für Elektrolyseanwendungen so weit wie möglich harmonisiert werden. Dies reicht von der nationalen Ausgestaltung der Anrechenbarkeit grünen Wasserstoffs im Rahmen der RED2, über die Definition von grünem Wasserstoff [107, 108] bis hin zu Rahmenbedingungen an den Strommärkten, so dass systemdienliche Elektrolyseanlagen belohnt werden können und die Sektorkopplung nicht behindert wird.

9.2.2 Handlungsempfehlungen an die Elektrolysebranche

Auf wachsende Produktionsvolumina vorbereiten

Die Elektrolysebranche hat in den letzten Jahren bereits durch eine Vielzahl von Demonstrationsprojekten im Bereich Power-to-Gas aktiv an der Vorbereitung des Markthochlaufs gearbeitet. Es herrscht ein reger Wettbewerb zwischen einzelnen Technologien, sowie zwischen den jeweiligen Herstellern. Da die Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen für den Markthochlauf in erster Linie einen Handlungsbedarf für die Politik bedeutet, hat die Elektrolysebranche hierauf nur geringen Einfluss. Sie kann sich aber gezielt auf den bevorstehenden Markthochlauf vorbereiten, wofür zum Teil auch Fördermittel aus dem NIP beantragt werden können. Beispiele sind:

- Verfahrensentwicklung zur Qualitätssicherung in der laufenden Produktion (in-line),
- Erarbeitung von Konzepten zur Hochskalierung der Produktion (z. B. Automatisierung einzelner Fertigungsschritte),
- Standardisierung von Komponenten und Definition von Komponentenanforderungen,
- Zertifizierung von Zulieferern im Rahmen der Qualitätssicherung
- Teilhabe an Normungsausschüssen wie z. B. der RCS-Plattform im NIP,
- Ergreifung von Maßnahmen gegen den drohenden Fachkräftemangel:
  - Ausbildung und Weiterbildung von eigenem Personal,
  - Aktive Image-Kampagne (z. B. auf Verbandsebene), welche Elektrolyse als Schlüsseltechnologie der Energiewende kommuniziert.

Produktentwicklungen und Zertifizierungen bei den Zulieferfirmen anstoßen bzw. umsetzen

Für die Kernkomponenten, welche in den Stacks Verwendungen finden, gibt es zumindest international eine Vielfalt an etablierten oder prinzipiell geeigneten Zulieferfirmen. In Bereichen, wo derzeit noch wenig Wettbewerb herrscht, z. B. bei der Membran-Herstellung für die PEM-Elektrolyse, würde ein gesteigertes Marktvolumen für einen dynamischen Wettbewerb sorgen. Des Weiteren profitieren die PEM- und die HT-Elektrolyse von Synergien mit der Brennstoffzellenindustrie, in der jeweils sehr ähnliche Herstellverfahren und Materialien in der Zellkomponentenfertigung eingesetzt werden.

Bei folgenden Peripheriekomponenten konnte konkreter Handlungsbedarf festgestellt werden, wobei empfohlen wird, dass Elektrolysehersteller aktiv mit Zulieferfirmen (auch in öffentlich geförderten Projekten) zusammenarbeiten:

- Optimierung des Teillastwirkungsgrads von Transformatoren und Gleichrichtern,
- Entwicklung von Komponenten und Verfahren in der Gasanalytik, H_2-Trocknung und -Verdichtung, die besser an die Bedürfnisse der Elektrolysesystemanbieter angepasst sind,
- Knowhow-Aufbau zur Materialverträglichkeit bspw. gegenüber de-ionisiertem Wasser und Wasserstoff (Korrosion und Versprödung) für eingesetzte verfahrenstechnische Komponenten wie z. B. Rohre, Dichtungen, Ventile, Behälter (betrifft vor allem Stähle und Kunststoffe),
- Gegebenenfalls Zertifizierung von Materialien und Komponenten für die Wasserelektrolyse zusammen mit Herstellern aus der Zulieferkette.

Bestehende Instrumente zur Förderung der Unternehmensfinanzierung für KMUs nutzen und Nischen besetzen

Wie ähnliche Entwicklungen in der Brennstoffzellenindustrie der letzten Jahre gezeigt haben, kann vor allem die Kapitalbeschaffung zur Vorfinanzierung erster größerer Aufträge für kleine Elektrolysefirmen schwierig werden. Aus Gründen der Innovations- und Technologievielfalt ist es wünschenswert, dass auch kleine und mittlere Systemanbieter (die teilweise ausschließlich Elektrolysetechnologie anbieten und daher ihr Wachstum nicht über andere Geschäftsbereiche querfinanzieren können) während des Markthochlaufs mit größeren Anbietern konkurrieren können.

Da bereits verschiedenste Wachstumsfinanzierungsinstrumente für KMUs in Deutschland bzw. den einzelnen Bundesländern existieren, besteht hier für die Politik jedoch kein expliziter Handlungsbedarf. Beispiele für solche Förderungsmöglichkeiten sind:

- KfW Unternehmerkredit mit teilweiser Haftungsfreistellung,
- Wachstumsförderung durch verbilligte Kredite und Risikoübernahmen der verschiedenen Landesförderbanken bzw. Bürgschaftsbanken.

Zwar ist von einer Konsolidierung der Akteurslandschaft während des Markthochlaufs auszugehen, aber auch KMUs haben eine realistische Chance, sich zu spezialisierten Unternehmen mit nennenswerter Produktionskapazität zu entwickeln. Zudem können auch kleine Unternehmen von den Skaleneffekten auf der Zulieferseite profitieren, ohne notwendigerweise ihre eigene Produktion auf hunderte Megawatt pro Jahr erhöhen zu müssen.

Eine weitere Möglichkeit für kleinere Elektrolyseanbieter besteht darin, sich durch eine zunehmende Spezialisierung von großen Anbietern abzusetzen, bzw. sich auf Kern-Knowhow wie etwa Stack-Technologie zu spezialisieren und den Anlagenbau und die konkrete Projektentwicklung anderen Akteuren zu überlassen.

Kooperationsmöglichkeiten mit Forschungseinrichtungen nutzen

Zu Neu- oder Weiterentwicklung von Verfahren, welche aus Akteurssicht für die künftige industrielle Fertigung von Bedeutung sind (z. B. hohe Durchsätze in teilautomatisierten Fertigungslinien und in-line Qualitätssicherung etc.) kann FuE-Förderung, bspw. im Rahmen des NIP, beantragt werden. Dabei bieten sich für viele Themen Kooperationen mit Forschungseinrichtungen an. Kritische FuE-Themen, welche im Rahmen dieser Studie identifiziert werden konnten, werden im nächsten Abschnitt erläutert.

9.2.3 Handlungsempfehlungen an Forschungseinrichtungen

Forschung und Entwicklung an kritischen Themen intensivieren

In einzelnen Elektrolysetechnologien besteht nach wie vor der Bedarf, Komponenten und Materialien auf Zellebene weiterzuentwickeln, zu nennen sind vor allem:

- für die alkalische Elektrolyse eine Erhöhung der Stromdichten bei gleichem oder besserem Wirkungsgrad, so dass sich die Herstellkosten verringern lassen.
- für die PEM-Elektrolyse eine deutliche Reduzierung der Iridium-Beladung oder Lösungsansätze zur Substitution des Edelmetalls, so dass die Frage der zukünftigen Verfügbarkeit des Edelmetalls entschärft werden kann.
- ebenfalls eine Erhöhung der Stromdichte in PEM-Elektrolysezellen bei gleichem oder besserem Wirkungsgrad, so dass die Wettbewerbsfähigkeit (CAPEX) gegenüber anderen Technologien gewahrt werden kann.
- eine forcierte Entwicklung der alkalischen Elektrolyse mit Festelektrolyt als mögliche kombinierte Alternative zur alkalischen und PEM-Elektrolyse.
- eine deutliche Erhöhung der Lebensdauer von HT-Elektrolysestacks und -systemen und damit einhergehend eine Minimierung der Spannungsdegradation auf Zellebene sowie
- wiederrum eine Erhöhung der Stromdichten bei gleichem oder besserem Wirkungsgrad zur CAPEX-Reduzierung.

Darüber hinaus existieren technologieübergreifende FuE-Themen, die für eine vereinfachte Markteinführung bearbeitet werden sollten. Gemäß Rückmeldung aus der Akteursszene wird empfohlen, folgende Punkte aufzugreifen:

- Beschichtungsprozesse für Elektroden und Bipolarplatten, die besser geeignet sind für eine großvolumige oder automatisierte Serienfertigung als bisherige Lösungen. Aufgrund der unterschiedlichen Materialien, die für die verschiedenen Technologien eingesetzt werden, muss an dieser Stelle auf eine weitere Detaillierung verzichtet werden.

- Knowhow-Aufbau zur Materialverträglichkeit bspw. gegenüber de-ionisiertem Wasser und Wasserstoff (Korrosion und Versprödung) für eingesetzte verfahrenstechnische Komponenten wie Rohre, Dichtungen, Ventile, Behälter. Dies betrifft vor allem Stähle und Kunststoffe und erhält vor allem hinsichtlich der gewünschten Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren eine besondere Relevanz.
- Zertifizierung von Materialien für die Wasserelektrolyse. Dies geht eng einher mit der Auswahl geeigneter Materialien, so dass bspw. auch Fragen zur Produkthaftung nachhaltig geklärt werden können.
- Verbesserung des Teillastwirkungsgrades bei Transformatoren und Gleichrichtern. Dies betrifft ebenfalls alle Technologien, muss jedoch im Kontext der Anwendung gesehen werden und kann zulasten der Herstellkosten gehen.
- Entwicklung von Komponenten und Verfahren in der Gasanalytik, H_2-Trocknung und Verdichtung. Für diese peripheren Komponenten sind im geforderten Betriebsfenster häufig nur wenige oder aber teure Produkte am Markt zu finden, die eine individuelle Optimierung des Elektrolyseurs erschweren.
- Druckfestigkeit (bspw. bis 100 bar) von Elektrolysestacks und -systemen. Das bevorzugte Druckniveau eines Elektrolysesystems erfordert eine Gesamtoptimierung unter Berücksichtigung der Anwendung. In der Akteursszene lassen sich hierzu unterschiedliche Entwicklungstendenzen ausmachen. Vor allem für kleinere Systeme wird häufig ein Nutzen gegenüber externen Verdichtern gesehen.
- Mit dem vorherigen Punkt einher geht der Bedarf nach geeigneten Messverfahren für die Produktgasanalytik bei hohen Drücken und weitem Durchflussbereich.

9.2.4 Handlungsempfehlungen an Anwenderseite

Die folgenden Empfehlungen richten sich an heutige und künftige Betreiber von Elektrolyseanlagen als auch an Wasserstoffnachfrager, wie z. B. Energieversorger, kommunale Verkehrsbetriebe und industrielle Wasserstoffnutzer.

An Demonstrationsprojekten beteiligen

Zur Schaffung von Wahrnehmung und Akzeptanz in der Bevölkerung ist es wünschenswert, dass sich Akteure der Energiebranche, Transportunternehmen und kommunale Verkehrsbetriebe sowie industrielle Nutzer von Wasserstoff aktiv an Demonstrationsprojekten beteiligen.

Nachdem bereits viele solche Vorhaben in den letzten Jahren umgesetzt worden sind, könnte die Umsetzung von größeren Projekten, wie bspw. dem Aufbau von Modellregionen der Wasserstoffnutzung nun einen nächsten Schritt darstellen.

Neue Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung der sich ändernden Marktbedingungen entwickeln

Neben der zentralen Empfehlung an die Politik ein Marktaktivierungsprogramm aufzusetzen, siehe nächsten Abschnitt 9.3, bedarf es auch Projektentwickler und Anwender, die im sich ändernden Marktumfeld innovative Nutzungskonzepte entwickeln und konkrete Vorhaben in die Tat umsetzen.

Akteure aus Strom- und Gaswirtschaft, industrielle Wasserstoffnachfrager, Mineralölunternehmen, sowie Verkehrsbetriebe und überregionale Transportunternehmen sind aufgerufen, sich aktiv am Ausbau der Elektrolysetechnologie in Deutschland zu beteiligen. Entwicklungen in anderen Bereichen außerhalb der Elektrolyse können neue Geschäftsmodelle entstehen lassen. Zu nennen sind hier insbesondere:

- Wind- und PV-Anlagen, die in den kommenden Jahren aus der EEG-Förderung ausscheiden.
- Anbieten von grünem (Erd-) Gas für sogenannte „Early-Adopter", also Endkunden, die bereit sind, heute schon einen höheren Preis hierfür zu bezahlen. So kann die Einspeisung von grünem Wasserstoff ins Erdgasnetz über eine Verrechnung mit dieser Kundengruppe bereits heute wirtschaftlich sein. Elektrolyseanlagen an Wasserstofftankstellen könnten zudem ihre Auslastung steigern, wenn in Zeiten geringer Nachfrage an der Zapfsäule Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird.
- Verfolgen des RED2-Trilogs auf EU-Ebene (die Endfassung der RED2 wird für Ende des Jahres 2018 erwartet) und der nachgelagerten nationalen Umsetzung in Deutschland. Gegebenenfalls können bereits heute Partnerschaften gebildet werden, um Elektrolyseprojekte z. B. in oder an Raffinerien vorzubereiten, damit diese zeitnah umgesetzt werden, sobald die neuen Regelungen greifen.
- Innovationsausschreibungen im EEG und künftige Entwicklungen in der Strommarktgestaltung verfolgen, da diese sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten auswirken könnten.

9.3 Notwendigkeit eines Marktaktivierungsprogramms

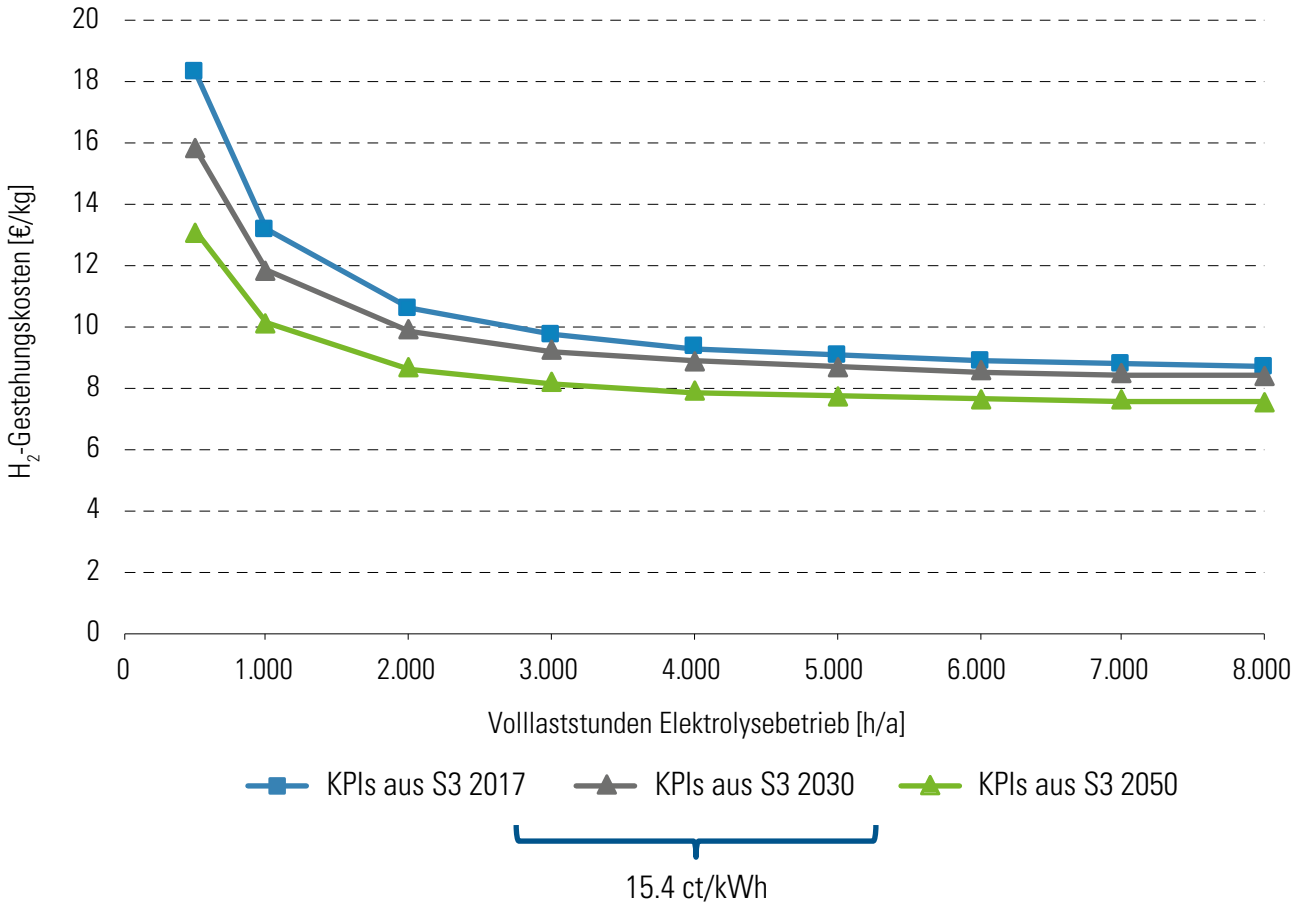
Im Zentrum der Handlungsempfehlungen steht die Forderung nach einem Marktaktivierungsprogramm. Dessen Dringlichkeit und Notwendigkeit wird in diesem Abschnitt hergeleitet und begründet.

Elektrolysetechnologie ist bereit für den Markthochlauf

Es besteht Konsens in der Elektrolysebranche, dass die in der Bedarfsmodellierung im Szenario S3 zugrunde gelegten Leistungsparameter, vgl. mit Abschnitt 5, durch schrittweise Optimierungen und Skaleneffekte in der Produktion und durch Technologiefortschritt erreichbar sind.

Einzelne Technologien (HTEL) oder Komponenten (PEM-Stacks für Multi-Megawatt-Systeme) weisen zwar noch weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf, siehe auch Abschnitt 9.2.3. Insgesamt ist die Wasserelektrolyse aber bereits heute eine ausgereifte und etablierte Technologie, die kommerziell verfügbar ist. Die derzeit noch hohen Kosten sind vor allem ein Resultat der geringen Nachfrage, und einer dementsprechend wenig entwickelten Industrielandschaft.

Abbildung 9-1: Einfluss der Technologie- und Kostenentwicklung auf Wasserstoffgestehungskosten bei heutigen Strombezugskosten für Industrieabnehmer[7]



Es ist festzuhalten, dass bei heutigen Strombezugskosten die weitere Technologieentwicklung und Kostenreduktion nur beschränkten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Elektrolysetechnologie besitzen. Wie aus Abbildung 9-1 ersichtlich, lassen sich die Wasserstoffgestehungskosten bei diesen Strombezugspreisen insbesondere ab 2.000 Volllaststunden pro Jahr nicht mehr substantiell durch Verbesserungen der Leistungsparameter steigern. Die zugrunde liegende Berechnungsformel ist in Anhang A.19 zu finden.

[7] Durchschnittlicher Strompreis für die Industrie 2016 entsprechend einer BDEW-Strompreisanalyse von Januar 2018 bei einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh. Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h).

Skaleneffekte in der Produktion sind größter Hebel zur Kostenreduzierung und Technologieentwicklung

Laut Aussagen der Hersteller und Ergebnissen von Produktionskostenmodellierungen in anderen Studien, vgl. mit Abschnitt 8.2.2, können deutliche Kosteneinsparungen erzielt werden, sobald Hersteller ihre Produktionsmenge von heute typischerweise wenigen Megawatt pro Jahr dauerhaft auf ein Niveau von ca. 50 MW pro Jahr steigern können. Mit einem solchen Produktionsvolumen können bereits wesentliche Industrialisierungsschritte angeregt werden:

- Ausschöpfung signifikanter Optimierungspotenziale in kritischen Herstellschritten und Nutzung erster Skaleneffekte,
- Produktoptimierung und gezielte Anpassung und Entwicklung von Komponenten auf Seiten der Zulieferer,
- Implementierung bzw. Weiterentwicklung von Qualitätssicherungsmaßnahmen entlang der Lieferkette durch die Akteure,
- Aktivierung weiterer Zulieferer zur Begegnung kritischer Monopolstellungen (Single-Source-Problematik).

Umfang und Zeitrahmen eines Marktaktivierungsprogramms

Die zehn führenden Anbieter in Europa sind nach eigenen Angaben in der Lage, innerhalb von zwei bis drei Jahren Herstellkapazitäten von 1,5 GW bereitstellen zu können, siehe auch Abbildung 4-14. Aus Industriesicht bestehen demnach keine fundamentalen Barrieren für den Markthochlauf der Wasserelektrolyse. Die derzeitige Nachfrage ist allerdings zu gering und zu sehr abhängig von einzelnen größeren Demonstrationsprojekten, als dass dadurch langfristige Investitionen in einen entsprechenden Kapazitätsausbau zu rechtfertigen wären. Daher ist ein Marktaktivierungsprogramm notwendig, um Herstellern und Anwendern planbare Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen zu bieten.

Ein solches Programm sollte eine ausreichende Nachfrage generieren, damit die führenden fünf bis zehn europäischen Hersteller jeweils ein Produktionsvolumen in der Größenordnung von 50 MW pro Jahr erreichen können, ab welchem signifikante Kostenreduktionen möglich sind. In Summe ergibt sich daraus ein industrieweites Mindestvolumen von 250 bis 500 MW pro Jahr, welches durch die Marktaktivierung angeregt werden sollte. In Abbildung 9-2 ist eine plausible Marktentwicklung dargestellt, wie bis zum Jahr 2030 die aus Energiesystemsicht notwendigen Zubauraten von 1 bis 5 GW pro Jahr erreicht werden könnten.

Abbildung 9-2: Plausibler Markthochlauf bis 2030

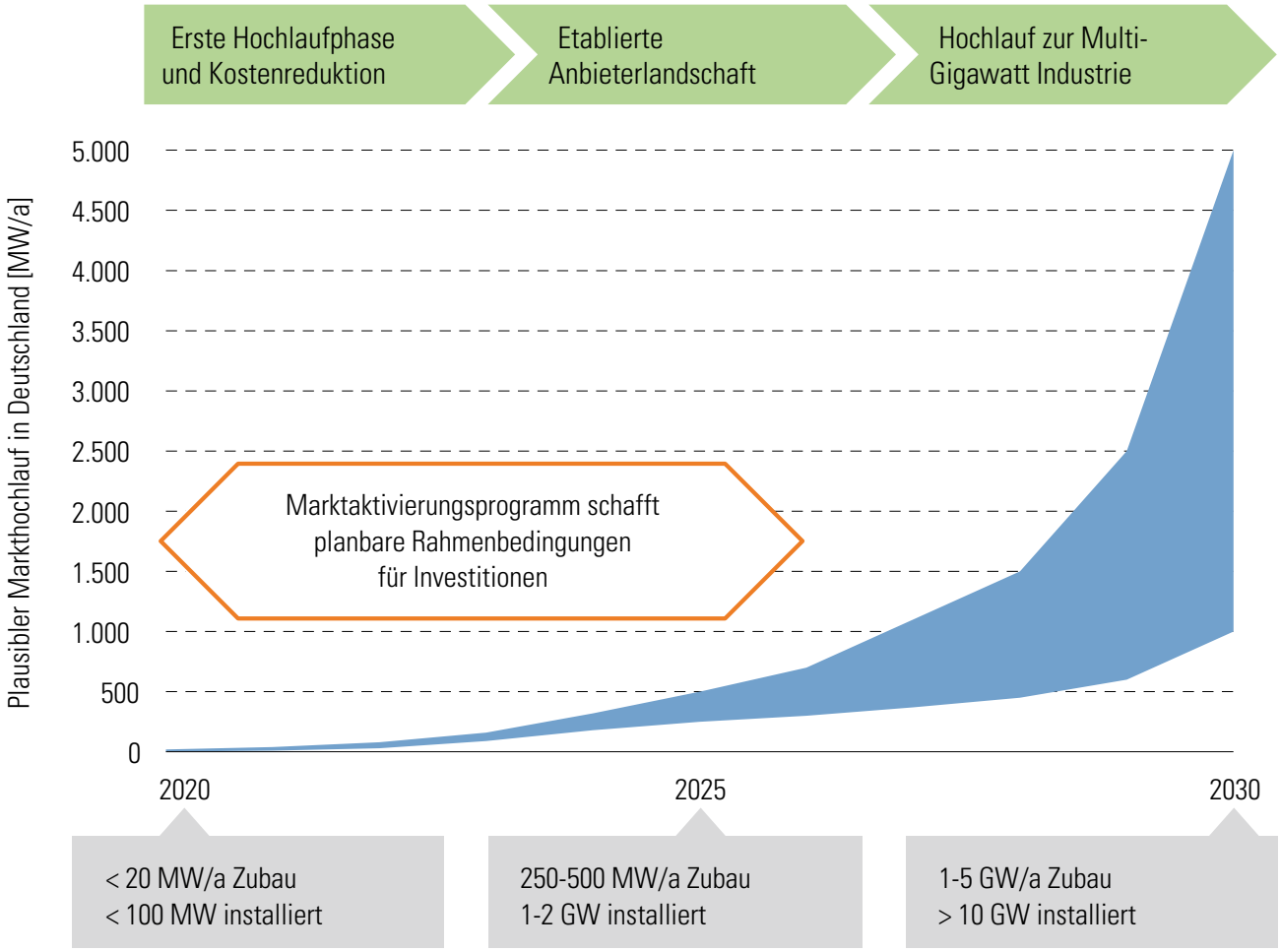


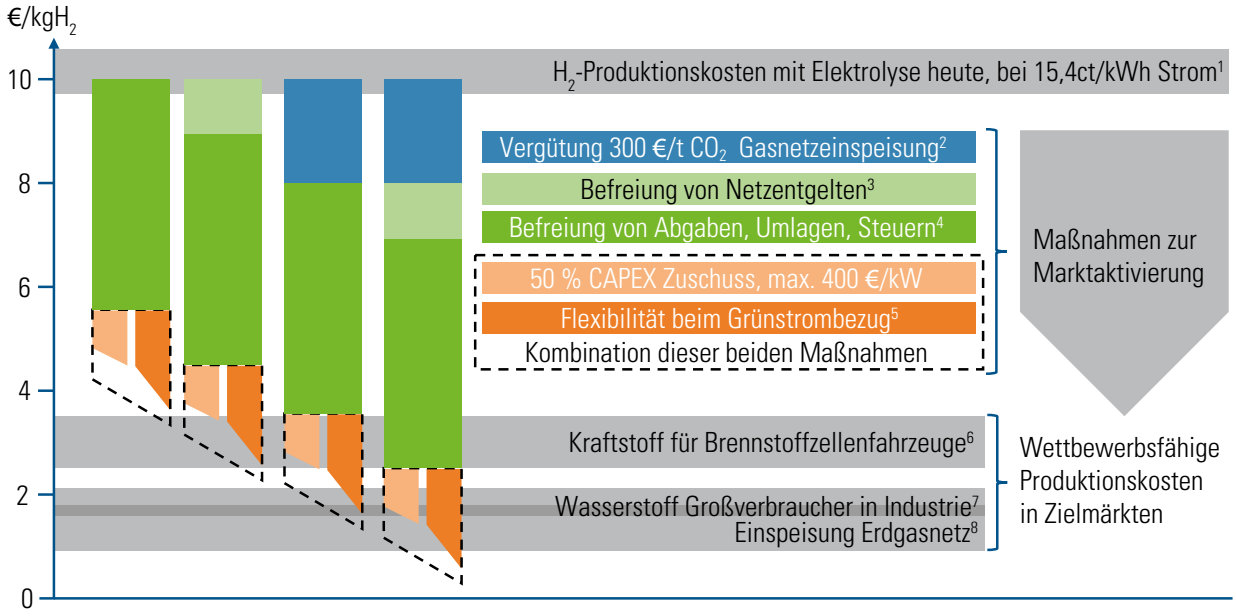
Abbildung 9-2 zeigt die notwendigen EL-Zubauraten zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland auf Basis der Modellierungen in dieser Studie ohne Berücksichtigung möglicher Wasserstoffimporte aus dem Ausland. Ein späterer bzw. geringerer Elektrolysezubau in Deutschland wäre insbesondere in Energieszenarien denkbar und plausibel, bei denen langfristig ein hoher Anteil an Wasserstoff bzw. synthetischen Kraftstoffen aus dem Ausland importiert wird.

Mit Blick auf den wichtigen Beitrag der Wasserelektrolyse zum Gelingen der Energiewende sollte sich Deutschland allerdings nicht von Entwicklungen im Ausland abhängig machen. Deshalb kann durch ein eigenes Marktaktivierungsprogramm im Inland sichergestellt werden, dass die Elektrolysetechnologie rechtzeitig hochskaliert wird. Auch aus industriepolitischer Sicht ist eine aktive Rolle Deutschlands empfehlenswert, da global agierende Elektrolyseanbieter in Deutschland beheimatet sind. Ein robuster Heimatmarkt ist eine gute Grundlage, um eine Führungsposition zu behaupten und auszubauen.

9.4 Maßnahmenbaukasten zur Marktaktivierung

Für ein erfolgreiches Marktaktivierungsprogramm wird eine Kombination von Maßnahmen benötigt, welche zum einen die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg] senkt und zum anderen einen Mehrwert für Wasserstoff schafft, der via Elektrolyse aus EE-Strom erzeugt wird, und damit zur Erreichung der Klimaziele beiträgt. Abbildung 9-3 stellt beispielhafte Kombinationsmöglichkeiten von Einzelmaßnahmen dar, welche in der Akteursszene diskutiert werden und welche in Summe zu wettbewerbsfähigen Wasserstoffgestehungskosten in ausgewählten Zielmärkten führen können. Die zugrunde liegenden Annahmen sind im Anhang A.19 zu finden.

Abbildung 9-3: Kombinationsmöglichkeiten von Maßnahmen zur Marktaktivierung mit dem Ziel einer Senkung der Wasserstoffgestehungskosten (Fußnoten in der Abbildung sind in Anhang A.19 zu finden.)



Ausgangsbasis sind dabei Wasserstoffgestehungskosten von etwa 10 €/kg, die sich heute für Betreiber von Wasserelektrolyseanlagen bei 2.000 bis 3.000 Volllaststunden ergeben, sofern keine Ausnahmeregelungen beim Strombezug greifen. Aus der Abbildung wird deutlich, dass Maßnahmen, die grünem Wasserstoff einen Wert geben sollen, selbst bei 300 €/t CO_2-Einsparung alleine nicht ausreichen, um eine Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Der zentrale Hebel liegt dagegen in der Befreiung des Strombezugs von Abgaben, Umlagen und Steuern. Daneben könnten CAPEX-Zuschüsse einen Anreiz für Investitionen in neue Projekte setzen. Deren Effekt über die Lebenszeit einer Anlage ist allerdings geringer als eine Erhöhung der Volllaststundenzahl. Letzteres könnte bspw. durch Flexibilitätsoptionen beim Grünstrombezug ermöglicht werden. In der Brennstoffzellenmobilität sind die höchsten Wasserstoffgestehungskosten vertretbar, allerdings nur bei fortgeführter

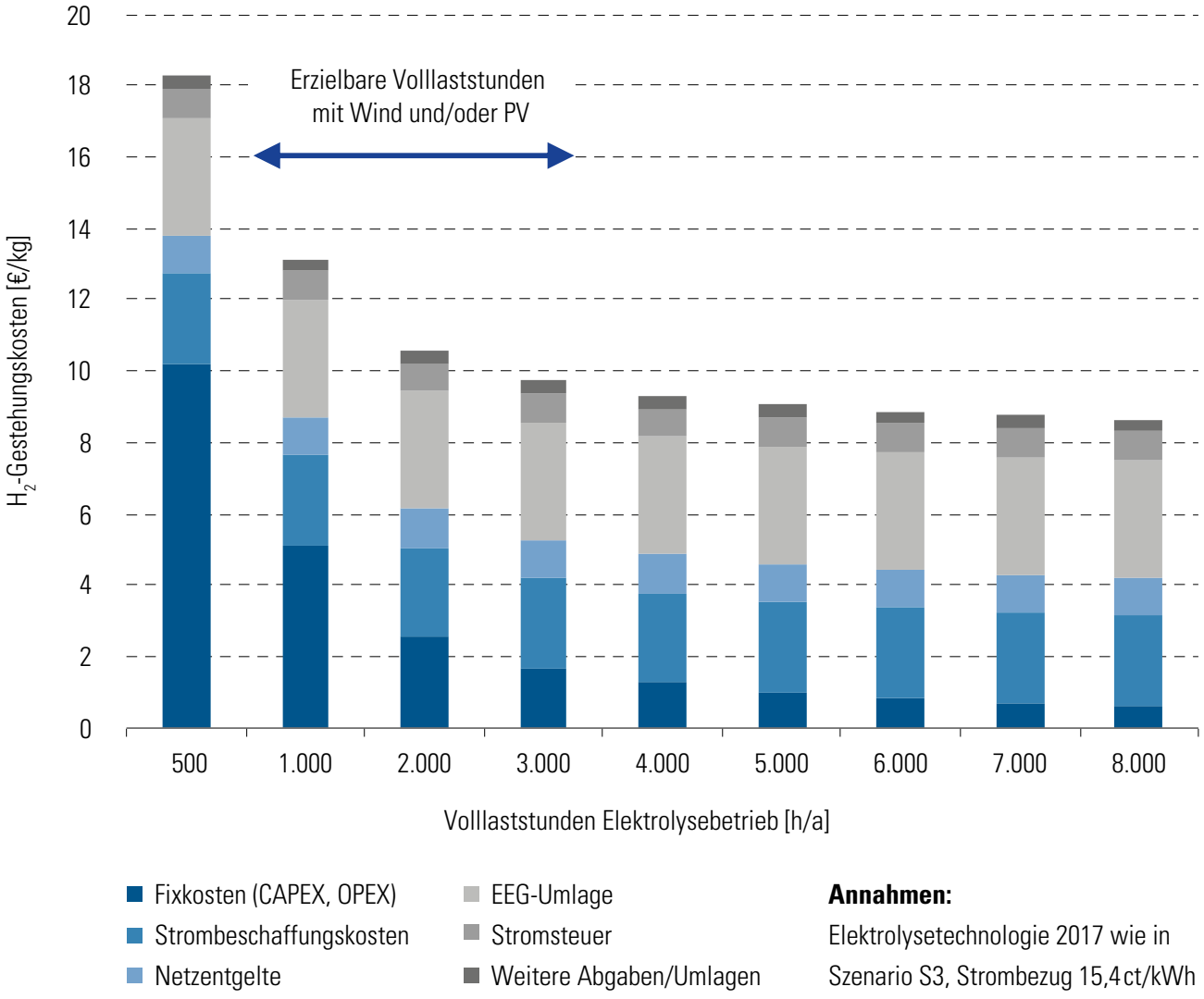
Steuerbefreiung von Wasserstoff als Kraftstoff und vorausgesetzt Fahrzeuge und Betankungsinfrastruktur sind vorhanden. Die verschiedenen Maßnahmen werden nachfolgend näher erläutert.

9.4.1 Maßnahmen zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten

Reduktion des Fixkostenanteils

Traditionell setzen Marktanreizprogramme häufig bei den Investitionskosten (CAPEX) an und bezuschussen diese solange, bis wettbewerbsfähige Kosten einer neuartigen Technologie erreicht werden

Abbildung 9-4: Zusammensetzung der Wasserstoffproduktionskosten bei unterschiedlichen Volllaststunden und derzeitigen Industriestrompreisen[8] sowie heute verfügbarer Elektrolysetechnologie (KPIs 2017 aus Szenario S3)



[8] Durchschnittlicher Strompreis für die Industrie 2016 bei Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh. Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h) [109]

Sofern Elektrolyseanlagen entsprechend dem Ertragsprofil von Wind- und Photovoltaikanlagen (oder längerfristig der negativen Residuallast) betrieben werden, ergeben sich typischerweise Volllaststunden im Bereich von 1.000 bis 3.000 h/a.

Wie aus Abbildung 9-4 ersichtlich, führt dies zu einem hohen Anteil der CAPEX an den Wasserstoffgestehungskosten. Wird die Elektrolyseanlage hingegen das ganze Jahr nahezu durchbetrieben, ist der Anteil sehr klein und kann bei heutigen Strombezugspreisen vernachlässigt werden, da letztere den Großteil der Kosten ausmachen.

Eine CAPEX-Förderung von bspw. 50 % kann bei Anwendungsfällen mit 2.000 bis 3.000 Volllaststunden die Wasserstoffgestehungskosten um ca. 0,8 bis 1,2 €/kg senken. Bei Dauerbetrieb der Elektrolyse verteilen sich die Anschaffungskosten dagegen auf eine größere Wasserstoffmenge. In obigem Beispiel in Abbildung 9-4 reduzieren sich die Kosten um 1,9 €/kg, wenn die Betriebszeit von 2.000 auf 8.000 Volllaststunden erhöht wird.

Reduktion des variablen Kostenanteils

Wie aus Abbildung 9-4 ersichtlich, wirken sich bei den Strombezugskosten Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelte erheblich auf die Wasserstoffgestehungskosten aus. Eine Befreiung oder Rückerstattung dieser Beträge wäre ein zentraler Hebel, um die Kosten des Wasserstoffs zu senken. Im Rahmen dieser Studie werden die energiewirtschaftlichen bzw. volkswirtschaftlichen Auswirkungen und rechtlichen Rahmenbedingungen einer Befreiung von Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelten jedoch nicht näher untersucht, sondern es wird auf die IEK2050-Studie verwiesen [29].

Die grundsätzliche Überlegung, die dem Vorschlag einer Befreiung zugrunde liegt, soll jedoch kurz angeführt werden. Bei Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Windkraft und Photovoltaik stellt der eingesetzte Strom ein Zwischenprodukt und nicht das Endprodukt dar. Eine Belastung mit Abgaben, Umlagen und Steuern wäre daher sinnvoller auf das Endprodukt anzuwenden (Kraftstoffe, Brennstoffe, Industriegrundstoffe). Daneben sollte eine Befreiung von Netzentgelten abhängig von der Netz- und Systemdienlichkeit der jeweiligen Elektrolyseanlagen sein.

Für andere Sektoren, wie z. B. für die Aluminiumindustrie, besteht bereits die Möglichkeit einer Befreiung von bestimmten Preiskomponenten. Je nach Einzelfall sind Ausnahmeregelungen auch heute schon auf Wasserelektrolyseanlagen anwendbar. Um Planungssicherheit für die Akteure der Wasserelektrolyse zu schaffen, sollte eine Befreiung explizit für Anwendungen im Rahmen eines Markteinführungsprogramms über einen längeren Zeitraum grundsätzlich geregelt werden.

9.4.2 Maßnahmen zur Schaffung von Nachfrage und Mehrwert von grünem Wasserstoff

Vergütung von CO_2-Einsparung in Zielmärkten

Je nachdem in welchem Zielmarkt (z. B. Erdgasnetz, synthetische Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren, Brennstoffzellen-Mobilität) grüner Wasserstoff eingesetzt wird, ergeben sich unterschiedliche CO_2-Einsparpotenziale. Im Mobilitätsbereich werden Anreize zur Nutzung grünen Wasserstoffs in erster Linie aus der nationalen Umsetzung der aktuellen Renewable Energy Directive (RED) kommen. Deren Regelungen werden nach 2020 von der zum Zeitpunkt der Studienerstellung auf EU-Ebene noch in Abstimmung befindlichen RED2 ersetzt werden. Da die künftigen post-2020-Regelungen noch nicht klar sind, herrscht aktuell Zurückhaltung bei Investitionen im Bereich alternativer Kraftstoffe, inkl. Wasserstoff. Voraussichtlich sollte mit erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff als erneuerbarer Kraftstoff nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) auf die in der RED2 vorgegebenen Mengenziele anrechenbar sein. Der Mehrwert, der sich je kg Wasserstoff durch die Anrechenbarkeit ergeben wird, und ob grüner Wasserstoff, welcher in Raffinerieprozessen fossil erzeugten Wasserstoff ersetzt dadurch wirtschaftlich wird, ist derzeit noch nicht abzusehen.

In Industrieanwendungen, die von EU-ETS reguliert sind, sind die CO_2-Preise seit Langem zu niedrig, um hieraus einen Mehrwert für grünen Wasserstoff zu schaffen, der Investitionen anregen könnte.

Unabhängig von den Regelungen auf EU-Ebene wird im Eckpunktepapier der Power-to-X Allianz vom Jahr 2017 [58] als Marktaktivierung vorgeschlagen, auf nationaler Ebene einen Mehrwert für CO_2-Einsparungen in verschiedenen Zielanwendungen zu schaffen, z. B. wenn Diesel mit synthetischem Kraftstoff ersetzt wird. Der Vorschlag sieht konkret vor, dass die Einsparungen anfangs mit 300 € pro Tonne CO_2-Äquivalent (CO_2-Äq.) vergütet werden. Die Vergütung soll dann über die Jahre kontinuierlich abnehmen.

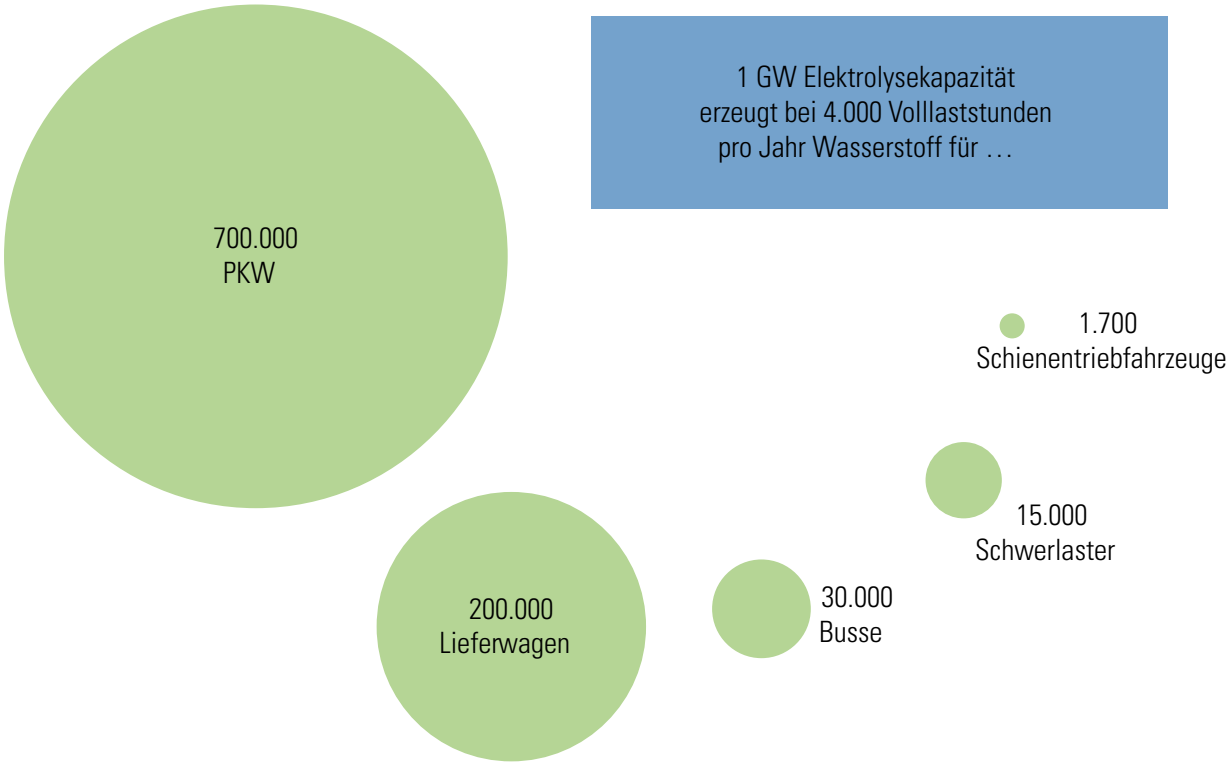
Schaffung von Nachfrage für Wasserstoffmobilität

Vergleicht man Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellenantrieb, so erscheinen heutige Wasserstoffpreise an der Zapfsäule von 6 €/kg und mehr wettbewerbsfähig[9], noch bevor gegebenenfalls eine CO_2-Einsparung vergütet ist. Unter Annahme einer fortbleibenden Steuerbefreiung von Wasserstoff sowie Kosten für Wasserstofflogistik, Kompression und Abfüllung bleiben mindestens 3 €/kg für die Wasserstofferzeugung übrig [110–112]. Das heißt, die akzeptablen Herstellungskosten von Wasserstoff in der BZ-Mobilität liegen etwa dreimal höher als bei der

[9] Annahme: Diesel-PKW Verbrauch von 5 l/100 km zu je 1,20 €/l, Brennstoffzellen-PKW Verbrauch von 1 kg/100 km.

Einspeisung in das Erdgasnetz[10]. Voraussetzung zur Erschließung dieses Zielmarktes ist allerdings die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen (Schienenfahrzeuge, Busse, LKW, PKW) und Tankstellen. Beides sind Bereiche, die jeweils eigene Marktaktivierungsmaßnahmen bedürfen, welche in dieser Studie nicht näher betrachtet werden.

Abbildung 9-5: Anzahl von Wasserstofffahrzeugen unterschiedlicher Kategorien, welche jeweils mit 1 GW Elektrolysekapazität versorgt werden können[11].



Es soll aber darauf hingewiesen werden, dass eine bedeutende Anzahl an BZ-Fahrzeugen notwendig ist, um eine Nachfrage nach Elektrolyseanlagen im Gigawattbereich zu generieren, wie aus Abbildung 9-5 ersichtlich wird. Von Vorteil wäre ein Fokus auf den LKW- und Busbereich, da hierdurch die höhere Fahrleistung und Verbrauch im Vergleich zu PKWs schneller ein bedeutender Wasserstoffverbrauch generiert würde.

[10] Erdgaspreis 2016 für Haushalte 6,5 ct/kWh und für Großabnehmer 3,4 ct/kWh; Heizwert Wasserstoff: 33.3 kWh/kg; Wert von Wasserstoff im Erdgasnetz folglich: 1,13 – 2,16 €/kg

[11] Annahmen Elektrolyse: 4.000 VLS/a, 55 kWh/kgH_2; Annahmen Verbräuche (kgH_2/100 km) und Fahrleistungen (km pro Jahr): PKW 0,8 kg, 13.500 km; Lieferwagen 1,8 kg, 21.000 km; Bus 8,6 kg, 31.000 km; Schwerlaster 8 kg, 58.000 km; Schienentriebfahrzeug 28,5 kg, 153.700 km.

Die Auswahl von Zielmärkten für grünen Wasserstoff ist eine politische Entscheidung

Grüner Wasserstoff ist in der Praxis dort am leichtesten einzusetzen, wo bereits heute (fossiler) Wasserstoff benötigt wird, also z. B. in Industrieprozessen und in Raffinerien. Im Gegensatz zur Brennstoffzellenmobilität werden dort keine hohe Reinheit, kein hoher Druck und keine Betankungsinfrastruktur benötigt. Durch den üblicherweise gleichmäßigen Bedarf können Elektrolyseure in industriellen Anwendungen zudem mit hoher Auslastung betrieben werden (Grünstromnachweise vorausgesetzt), ohne dass große Wasserstoffspeicher benötigt werden.

Mit Blick auf die erste EL-Ausbaustufe bis zum Jahr 2025 (1 bis 2 GW) kann es also sinnvoll sein, möglichst dort eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff zu generieren, wo dieser eingesetzt werden kann, ohne dass zusätzliche Investitionen in Fahrzeugflotten und Betankungsinfrastruktur nötig werden.

Allerdings bestehen auch weiterhin politische Ziele und Absichtserklärungen (u. a. aktueller Koalitionsvertrag der Bundesregierung in der 19. Legislaturperiode), welche den Ausbau der Brennstoffzellenmobilität und der Sektorkopplung (inkl. synthetischer Kraftstoffe) vorsehen. Welche Anreize für die Nutzung grünen Wasserstoffs letztlich geschaffen werden, bleibt aktuell eine politische Entscheidung und ist aus Sicht der Industrialisierung der Wasserelektrolyse unerheblich. Wichtig ist jedoch, dass solche Anreize zügig geschaffen werden.

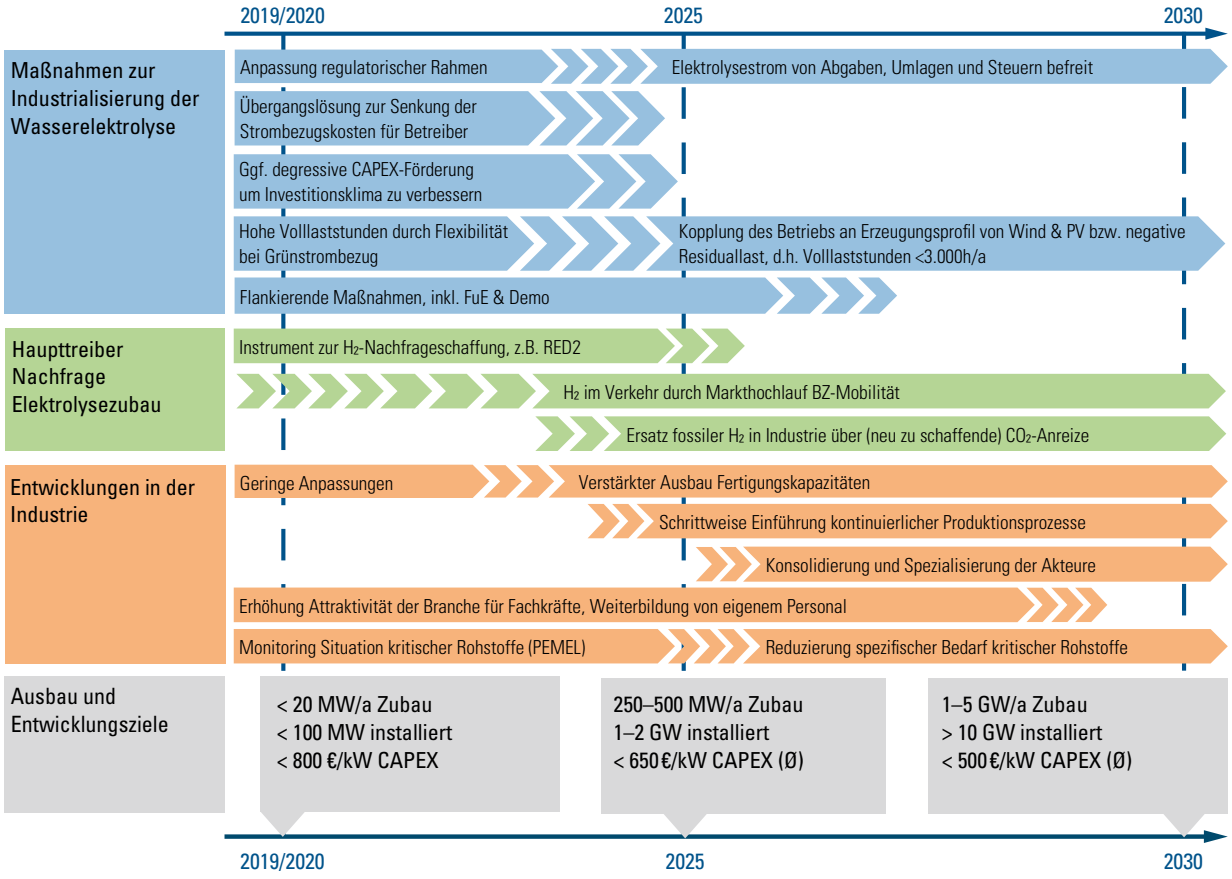
9.5 Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse

Abbildung 9-6 stellt graphisch eine Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland dar. Hierdurch soll verdeutlicht werden, wie zentrale politische Maßnahmen, Schritte seitens der Industrie, sowie die Entwicklung der Nachfrage und der Technologie zeitlich voneinander abhängen. Kommt es zu Verzögerungen bei einzelnen Maßnahmen wird sich der Gesamtprozess der Industrialisierung ebenfalls verlangsamen. Um das Ziel, die Elektrolyseindustrie bis zum Jahr 2030 auf eine Kapazität von 1 bis 5 GW pro Jahr hin auszubauen, wie es die Klimaziele letztlich erfordern, ist es notwendig, dass die in der Roadmap aufgeführten Maßnahmen entsprechend der Zeitachse umgesetzt werden.

Wie in Abschnitt 9.3 dargelegt, sind alle Maßnahmen zur Marktaktivierung zentraler Bestandteil der Roadmap. Die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen beim Strombezug ist hierbei der wichtigste Hebel. Kann die Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern auf den Strombezug nicht kurzfristig umgesetzt werden, so müssten zumindest für den ersten Markthochlauf zeitnah begrenzte Übergangslösungen geschaffen werden.

Indem in der ersten Markthochlaufphase die Kopplung des Elektrolysebetriebs an Erzeugungsprofile von Wind und Photovoltaik nicht strikt vorgegeben wird, sondern stattdessen der Bezug von Grünstrom auch mittels Herkunftsnachweisen (z. B. ausländische Wasserkraft) ermöglicht wird, könnte eine CAPEX-Förderung obsolet werden. Denn wie in Abschnitt 9.4.1 erläutert, führen höhere Betriebszeiten (Volllaststunden) zu ähnlichen Effekten wie eine CAPEX-Förderung.

Abbildung 9-6: Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland



Sobald die Marktaktivierung greift, sollte der Strombezug dann sukzessive an die Bedürfnisse des EE-Markts, also an die Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom, bzw. die negative Residuallast, angepasst werden. Dies ist nötig, damit durch die Wasserelektrolyse mittel- und langfristig vorwiegend zusätzlich erzeugter erneuerbarer Strom genutzt wird, der nicht in Konkurrenz zum begrenzten Angebot an Grundlaststrom aus Wasserkraft und Bioenergie steht. Nachdem sich durch den Markthochlauf Kostenreduzierungen ergeben haben, wäre eine CAPEX-Förderung im späteren Verlauf dann auch bei geringeren Volllaststunden nicht notwendig.

Des Weiteren sind flankierende Maßnahmen zur Markaktivierung in Abschnitt 9.2.1 erläutert, die z. B. die Definition von grünem Wasserstoff betreffen.

Da es eine gewisse Vorlaufzeit bedarf, um durch Brennstoffzellenmobilität eine signifikante Wasserstoffnachfrage zu generieren, wird die Hauptnachfrage nach grünem Wasserstoff in den ersten Jahres des Elektrolysemarkthochlaufs eher in Mechanismen gesehen, die z. B. durch die Renewable Energy Directive 2 (RED2) angestoßen werden könnten. Bei entsprechender nationaler Ausgestaltung dieser Richtlinie könnte nach 2020 der Ersatz von fossilem Wasserstoff in Raffinerien einer der Haupttreiber des Elektrolysezubaus in Deutschland werden. Mittelfristig könnten auch substanzielle Mengen konventionell erzeugten industriellen Wasserstoffs ersetzt werden, allerdings bedarf es dazu entsprechender Rahmenbedingungen, die dies wirtschaftlich machen, z. B. über hohe CO_2-Preise.

Auf Seiten der Elektrolyseindustrie sind zunächst geringe Anpassungen nötig, da vergleichsweise rasch mit Kapazitätssteigerungen und kontinuierlichen Produktionsprozessen reagiert werden kann, sobald eine dauerhafte Marktentwicklung absehbar wird. Im Markthochlauf zu einer Gigawattindustrie wird die heute durch KMUs geprägte Akteurslandschaft eine gewisse Konsolidierung und Spezialisierung durchlaufen. Auch muss sich die Branche gegenüber anderen Industrien behaupten, um ausreichend Fachkräfte anwerben zu können, mit denen das Wachstum gestemmt werden kann. Für die PEM-Elektrolyse ist die Reduktion des spezifischen Iridium-Bedarfs eine Voraussetzung, um jährliche Produktionsmengen im Multi-Gigawatt-Bereich zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2016.

[2] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Fortsetzung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) 2016 – 2026. 2016.

[3] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) – Energie auf neuen Wegen. 2013.

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Mehr aus Energie machen – Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. 2014.

[5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Impulspapier Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. 2016.

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ergebnispapier Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. 2017.

[7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Grünbuch Energieeffizienz: Auswertungsbericht zur öffentlichen Konsultation. 2017.

[8] Bundesrat: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). COM(2016) 767 final; Ratsdok. 15120/16 2017.

[9] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2010.

[10] Bundestag: Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. EEG 2012. 2012.

[11] Bundesrat: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG 2017. 2016.

[12] Bundestag: Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). 2016.

[13] Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J.: Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Bericht. Berlin 2016.

[14] Buchmüller, C.; Hennig, B.: Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr. Die Entstehung eines Rechtsrahmens für die Sektorkopplung? In: Zeitschrift für Neues Energierecht (2016) 5, S. 384–91.

[15] Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2009/28/EG. RED. 2009.

[16] Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2009/30/EG. FQD. 2009.

[17] Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2014/94/EU. 2014.

[18] Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschning, V.: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Bericht. Berlin 2015.

[19] Henning, H.-M.; Palzer, A.: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050, Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträgerübergreifend die System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems. Bericht. Freiburg 2015.

[20] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH (NOW): Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologien – Tragende Säulen der Energiewende. Maßnahmenkatalog zur Fortsetzung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2). Entwurf – finale Version zur Übergabe an Ministerien. Internetdokument. URL: https://www.now-gmbh.de/content/2-nationales-innovationsprogramm/2-foerderprogramm/nip2_massnahmekatalog.pdf. Abrufdatum 20.06.2017.

[21] Umweltbundesamt (UBA): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Dessau-Roßlau 2017.

[22] United Nations (UN): Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President. Draft decision -/CP.21., Draft decision -/CP.21. 2015.

[23] Quaschning, V.: Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Bericht. Berlin 2016.

[24] Yamazumi, M.; Kawamura, S.: IPHE Country Update: April 2017. Homepage. URL: http://www.iphe.net/partners/japan.html. Abrufdatum 26.06.2017.

[25] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Starke Partner erneuerbarer Energien. Internetdokument. URL: https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2017/05/Partner2017.pdf. Abrufdatum 15.03.2018.

[26] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 – 2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produkten. 2016.

[27] CDU; CSU; SPD: Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD – 19. Legislaturperiode. Berlin 2018.

[28] Palzer, A.: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation. Stuttgart 2016.

[29] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH (NOW): Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen. Berlin in Vorbereitung 2018.

[30] Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus Regenerative Energien". Kurzfassung des Abschlussberichts. Berlin 2011.

[31] Michalski, J.; Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Schneider, G.-S.; Pregger, T.; et al.: Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns. Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 19, S. 13427–43.

[32] Saba, S. M.; Müller, M.; Robinius, M.; Stolten, D.: The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. In: International Journal of Hydrogen Energy 43 (2018) 3, S. 1209–23.

[33] Schmidt, O.; Gambhir, A.; Staffell, I.; Hawkes, A.; Nelson, J.; Few, S.: Future cost and performance of water electrolysis. An expert elicitation study. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 52, S. 30470–92.

[34] Friedrich, A.; Noack, C.; Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Smolinka, T.; et al.: Power-to-Hydrogen: Technische und Ökonomische Bewertung von Wasserstoff als Energieträger und –Speicher. Ergebnisse der Studie Plan-DelyKad. Vortrag. Lampoldshausen, Deutschland 2017.

[35] Zwehl, W. v.; Schmidt-Ewig, W.: Wirtschaftlichkeitsrechnung bei öffentlichen Investitionen: Verfahren und Beispiel zur Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Bibliotheksbereich. Wiesbaden 1981.

[36] Zangemeister, C.: Nutzwertanalyse in der Systemtechnik: Eine Methodik zur multidimensionalen Bewertung und Auswahl von Projektalternativen, 5. Auflage. Winnemark 2014.

[37] Nagel, K.: Nutzen der Informationsverarbeitung: Methoden zur Bewertung von strategischen Wettbewerbsvorteilen, Produktivitätsverbesserungen und Kosteneinsparungen. München 1988.

[38] Nollau, H. G.; Bucher, M.: Geschäftsprozessoptimierung im Mittelstand, 1. Auflage. Lohmar [u. a.] 2004.

[39] Büssow, C.: Prozessbewertung in der Logistik: Kennzahlenbasierte Analysmethodik zur Steigerung der Logistikkompetenz. Wiesbaden 2004.

[40] Westermann, G.: Kosten-Nutzen-Analyse. Einführung und Fallstudien. Berlin 2012.

[41] Agora Energiewende: Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. Report. Berlin 2017.

[42] Blesl, M.; Kessler, A.: Energieeffizienz in der Industrie, 2. Auflage. Berlin, Germany 2017.

[43] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiedaten: Gesamtausgabe. Bericht. Stand: Oktober 2017. Berlin 2017.

[44] Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P.: Warum Windgas die Energiewende sicher macht und Kosten senkt. Kurzfassung der Studie „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende". Bericht. Regensburg, Hamburg, Berlin 2015.

[45] Haller, M.; Repenning, J.; Vogel, M.; Schlomann, B.; Reuter, M.; Jochem, E.; et al.: Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. Arbeitspaket 1.1 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050" für das FKZ UM 15 41 1860. Bericht. Berlin, Karlsruhe 2016.

[46] Nitsch, J.: SZEN-15 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Bericht. Stuttgart 2015.

[47] Joest, S.; Fichtner, M.; Wietschel, M.; Bünger, U.; Stiller, C.; Schmidt, P.; et al.: Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?". GermanHy. Bericht. Berlin 2009.

[48] Kühn, M.: Systemoptimierung und Klimaschutz mit Power-to-Gas / Power-to-X. Ein Beitrag zur Dekarbonisierung im Wärmemarkt. Vortrag. Leipzig 2016.

[49] Bünger, U.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer, E.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Jöhrens, J.; et al.: Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags: Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Bericht. Berlin 2014.

[50] Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Moser, A.; Schäfer, A.; Drees, T.; et al.: Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Bericht. Berlin 2014.

[51] Hennings, W.; Markewitz, P.; Helgeson, B.; Paulus, S.; Peter, J.: Auswertung von Studien zu künftigem Bedarf an Stromspeicherung. Beitrag zum Vorprojekt „Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW". Bericht. Jülich 2015.

[52] Hochloff, P.; Appen, J. v.; Trost, T.; Gerhardt, N.; Puchta, M.; Jentsch, M.; et al.: Abschlussbericht Metastudie »Energiespeicher«. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). 2014.

[53] Höfling, H.; Capota, M.; Jachmann, H.: Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Bericht. Stuttgart 2014.

[54] Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; et al.: Power-to-Gas – zwischen Mythos und Wahrheit. Teil 1: Weit mehr als ein Stromspeicher. Vortrag. Berlin 2014.

[55] Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P.: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Windgas-Studie, Langfassung. Bericht. Regensburg, Hamburg, Berlin 2015.

[56] Lindenberger, D.; Graf, F.: Die Rolle von Power-to-Gas im Kontext der Energiewende. Abschlussbericht. Köln, Karlsruhe 2017.

[57] Sterner, M.: Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien. Energiewirtschaftliches Kurzgutachten. Bericht. Regensburg 2017.

[58] PTX-Allianz: Eckpunktepapier für ein Markteinführungsprogramm von Power-to-X-Technologien. Internetdokument. URL: https://www.uniper.energy/…/2017_okt_eckpunktepapier_power_to_x_allianz.pdf. Abrufdatum 24.05.2018.

[59] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2016. Bonn 2016.

[60] Kurzweil, P.; Dietlmeier, O. K.: Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen, 1. Aufl. Wiesbaden 2015.

[61] Vogt, U. F.; Schlupp, M.; Burnat, D.; Züttel, A.: Novel Developments in Alkaline Water Electrolysis. Presentation. Zhaoquing, China 2014.

[62] Saetre, T. O. (Hrsg.): Hydrogen Power. Proceedings of the Hypothesis II Symposium held in Grimstad, Norway, 18-22 August 1997. Dordrecht 2010.

[63] Doyen, W. D.; Mues, W.; Adriansens, W.; Cobben, B.; Haest, P.; Leysen, R.: New Zirfon separator for alkaline water electrolysis. NHA Annual Hydrogen Conference 2008. Manuscript. Sacramento 2008.

[64] Willem, M.; Cobben, B.; Doyen, W.: Process for producing an ion-permeable web-reinforced separator. (2014) Patent: US8734893 B2.

[65] Zeng, K.; Zhang, D.: Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. In: Progress in Energy and Combustion Science 36 (2010) 3, S. 307–26.

[66] Santos, D. M. F.; Sequeira, C. A. C.: Hydrogen production by alkaline water electrolysis. In: Quim. Nova 36 (2013) 8, S. 1176–93.

[67] Manabe, A.; Kashiwase, M.; Hashimoto, T.; Hayashida, T.; Kato, A.; Hirao, K.; et al.: Basic study of alkaline water electrolysis. In: Electrochimica Acta 100 (2013), S. 249–56.

[68] Bentzen, J. J.; Joergensen, P. S.; Zhang, W.; Reissner, R.; Schiller, G.; Guelzow, E.; et al.: Degradation of alkaline electrolyser electrodes. Presentation. Santorin, Griechenland 2015.

[69] Allebrod, F.; Chatzichristodoulou, C.; Mogensen, M. B.: Cobalt and molybdenum activated electrodes in foam based alkaline electrolysis cells at 150–250 °C and 40 bar. In: Journal of Power Sources 255 (2014), S. 394–403.

[70] Kjartansdóttir, C. K.; Nielsen, L. P.; Møller, P.: Development of durable and efficient electrodes for large-scale alkaline water electrolysis. In: International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 20, S. 8221–31.

[71] Phillips, R.; Dunnill, C. W.: Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas. In: RSC Advances 6 (2016) 102, S. 100643–51.

[72] Johannes Sälinger: Expanded metal machine. (2010) Patent: US7640776 B2.

[73] Pletcher, D.; Li, X.; Wang, S.: A comparison of cathodes for zero gap alkaline water electrolysers for hydrogen production. In: International Journal of Hydrogen Energy 37 (2012) 9, S. 7429–35.

[74] Zhang, X.; Hampshire, J.; Cooke, K.; Li, X.; Pletcher, D.; Wright, S.; et al.: High surface area coatings for hydrogen evolution cathodes prepared by magnetron sputtering. In: International Journal of Hydrogen Energy 40 (2015) 6, S. 2452–59.

[75] Nielsen, P. T.; Mathiesen, t.; Kristensen, J. K.; Hilbert, L.; Yde, L.: Atmospheric plasma spraying of electrodes for conversion of electricity to hydrogen by high temperature alkaline electrolysis of water. Proceedings paper. Hamburg, Germany 2011.

[76] Yde, L.; Kjartansdóttir, C. K.; Allebrod, F.; Mogensen, M. B.; Møller, P.; Hilbert, L. R.; et al.: 2nd Generation Alkaline Electrolysis. Final report. 2013.

[77] Frölich, K.: Der Decal-Prozess zur Herstellung katalysatorbeschichteter Membranen für PEM-Brennstoffzellen. Schriftenreihe des Instituts für Angewandte Materialien Band 47. Dissertation. Karlsruhe 2015.

[78] James, B. D.; Huya-Kouadio, J. M.; Houchins C.; DeSantis, D. A.: Mass Production Cost Estimation of Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Transportation Applications: 2016 Update. Report. 2017.

[79] Bessarabov, D. G.; Wang, H.; Li, H.; Zhao, N. (Hrsg.): PEM electrolysis for hydrogen production. Principles and applications. Boca Raton, Florida 2016.

[80] Arenas, L. F.; León, C. P. de; Boardman, R. P.; Walsh, F. C.: Electrodeposition of Platinum on Titanium Felt in a Rectangular Channel Flow Cell. In: Journal of The Electrochemical Society 164 (2016) 2, D57-D66.

[81] Asri, N. F.; Husaini, T.; Sulong, A. B.; Majlan, E. H.; Daud, W. R. W.: Coating of stainless steel and titanium bipolar plates for anticorrosion in PEMFC. A review. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 14, S. 9135–48.

[82] James, B. D.; Kalinoski, J.; Baum, K.: Manufacturing Cost Analysis of Fuel Cell Systems. Presentation. Arlington, Virginia 2011.

[83] James, B. D.; Kalinoski, J. A.; Baum, K. N.: Mass Production Cost Estimation for Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Automotive Applications. 2010 Update. Report. Arlington, Virginia 2010.

[84] Forschungszentrum Jülich: Festoxid-Brennstoffzellen – SOFC. Homepage. URL: http://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/SOFC/_node.html. Abrufdatum 24.05.2018.

[85] Battelle Memorial Institute: Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications. Report. 2016.

[86] Albano, M. P.; Garrido, L. B.: Aqueous tape casting of yttria stabilized zirconia. In: Materials Science and Engineering A 420 420 (2006), S. 171–78.

[87] Goulart, C.; Souza, D. d.: Critical analysis of aqueous tape casting, sintering, and characterization of planar Yttria-Stabilized Zirconia electrolytes for SOFC. In: International Journal of Applied Ceramic Technology 14 (2017) 3, S. 413–23.

[88] Somalu, M. R.; Muchtar, A.; Daud, W. R. W.; Brandon, N. P.: Screen-printing inks for the fabrication of solid oxide fuel cell films. A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 75 (2017), S. 426–39.

[89] Minh, N. Q.: Development of an Advanced Flexible Solid Oxide Fuel Cell Stack Concept. In: ECS Transactions 78 (2017) 1, S. 1815–20.

[90] Piccardo, P.; Amendola, R.: SOFC's Interconnects Materials Development. Internet document. URL: https://www.researchgate.net/profile/P_Piccardo/publication/264853300_SOFC%27s_Interconnects_Materials_Development/links/53f6345c0cf2888a749338fa/SOFCs-Interconnects-Materials-Development.pdf?origin=publication_detail. Abrufdatum 24.05.2018.

[91] Ruth, m.; Mayyas, A.; Mann, M.: Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. Presentation. Long Beach, California, USA 2017.

[92] U.S. Geological Survey: Mineral commodity summaries 2017. Report. Reston, Virginia 2017.

[93] Deloitte Sustainability; British Geological Survey; Bureau de Recherches Géologiques et Minières; Netherlands Organisation for Applied Scientific Research: Study on the review of the list of Critical Raw Materials. Final Report. 2017.

[94] Blengini, G. A.; Nuss, P.; Dewulf, J.; Nita, V.; Peirò, L. T.; Vidal-Legaz, B.; et al.: EU methodology for critical raw materials assessment. Policy needs and proposed solutions for incremental improvements. In: Resources Policy 53 (2017), S. 12–19.

[95] Nassar, N. T.; Graedel, T. E.; Harper, E. M.: By-product metals are technologically essential but have problematic supply. In: Science advances 1 (2015) 3.

[96] Slavcheva, E.; Radev, I.; Bliznakov, S.; Topalov, G.; Andreev, P.; Budevski, E.: Sputtered iridium oxide films as electrocatalysts for water splitting via PEM electrolysis. In: Electrochimica Acta 52 (2007) 12, S. 3889–94.

[97] Rozain, C.; Mayousse, E.; Guillet, N.; Millet, P.: Influence of iridium oxide loadings on the performance of PEM water electrolysis cells. Part I–Pure IrO 2 -based anodes. In: Applied Catalysis B: Environmental 182 (2016), S. 153–60.

[98] Deloitte Sustainability; British Geological Survey; Bureau de Recherches Géologiques et Minières; Netherlands Organisation for Applied Scientific Research: Study on the review of the list of Critical Raw Materials. Critical Raw Materials Factsheets. Report. 2017.

[99] The World Bank Group, Worldwide Governance Indicators (WGI). Record, (1996–2016). URL: http://info.worldbank.org/governance/wgi/#home. Abrufdatum 21.01.2018.

[100] Marscheider-Weidemann, F.; Langkau, S.; Hummen, T.; Erdmann, L.; Tercero Espinoza, L.; Angerer, G.; et al.: Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016. DERA Rohstoffinformationen 28. Bericht. Berlin 2016.

[101] Thorenz, A.; Reller, A.: Discussion of risks of platinum resources based on a function orientated criticality assessment - shown by cytostatic drugs and automotive catalytic converters. In: Environmental Sciences Europe 23 (2011) 1, S. 26.

[102] Institut für Energie- und Umwelttechnik e. V. (IUTA): Untersuchung der Recyclingfähigkeit der verschiedenen Brennstoffzellen-Typen und deren Komponenten sowie Entwicklung geeigneter Verwertungsmethoden. Abschlussbericht – AIF 13869N. Duisburg 2007.

[103] Holton, O. T.; Stevenson, J. W.: The Role of Platinum in Proton Exchange Membrane Fuel Cells. In: Platinum Metals Review 57 (2013) 4, S. 259–71.

[104] Singhal, S. C.; Eguchi, K. (Hrsg.): Solid oxide fuel cells 12 (SOFC XII). Pennington, N.J 2011.

[105] Gago, S.; Burggraf, F.; Wang, L.; Biermann, K.; Hosseini, S.; Gazdzicki, P.; et al.: Zukunftspotenziale der Elektrolyse. Vortrag. 2015.

[106] Lettenmeier, P.; Wang, R.; Abouatallah, R.; Saruhan, B.; Freitag, O.; Gazdzicki, P.; et al.: Low-Cost and Durable Bipolar Plates for Proton Exchange Membrane Electrolyzers. In: Scientific reports 7 (2017), S. 44035.

[107] Certifhy: Designing the first EU-wide Green Hydrogen Guarantee of Origin for a new hydrogen market. Homepage. URL: http://www.certifhy.eu/. Abrufdatum 11.05.2018.

[108] TÜV SÜD AG: Zertifizierung GreenHydrogen. Homepage. URL: https://www.tuev-sued.de/anlagen-bau-industrietechnik/technikfelder/umwelttechnik/energie-zertifizierung/zertifizierung-greenhydrogen. Abrufdatum 11.05.2018.

[109] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018. Haushalte und Industrie. Internetdokument. URL: https://www.bdew.de/media/documents/180109_BDEW_Strompreisanalyse_Januar_2018.pdf.

[110] YANG, C.; OGDEN, J.: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 2, S. 268–86.

[111] Mayer, T.; Semmel, M.; Bauer, A.; Guerrero-Morales, M.; Schmidt, K. M.; Wind, J.: Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with trucked-in gaseous or liquid hydrogen. Presentation. Stuttgart, Germany 2017.

[112] Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D.: Seasonal storage and alternative carriers. A flexible hydrogen supply chain model. In: Applied Energy 200 (2017), S. 290–302.

[113] Zhang, J.; Zhang, L.; Liu, H.; Sun, A.; Liu, R.-S.: Electrochemical technologies for energy storage and conversion, 2. Auflage. Hoboken 2012.

[114] Vogt U. F., Gorbar, M.: Schlupp, M.; Kaup, G.; Bonk, A.; Hermosilla, A.; et al.: Membranes Development for Alkaline Water Electrolysis. Presentation. Luzern, Switzerland 2013.

[115] Kim, J.-H.; Lee, J.-N.; Yoo, C.-Y.; Lee, K.-B.; Lee, W.-M.: Low-cost and energy-efficient asymmetric nickel electrode for alkaline water electrolysis. In: International Journal of Hydrogen Energy 40 (2015) 34, S. 10720–25.

[116] Peng, L.; Yi, P.; Lai, X.: Design and manufacturing of stainless steel bipolar plates for proton exchange membrane fuel cells. In: International Journal of Hydrogen Energy 39 (2014) 36, S. 21127–53.

[117] Karimi, S.; Fraser, N.; Roberts, B.; Foulkes, F. R.: A Review of Metallic Bipolar Plates for Proton Exchange Membrane Fuel Cells. Materials and Fabrication Methods. In: Advances in Materials Science and Engineering 2012 (2012) 2, S. 1–22.

[118] Ito, H.; Maeda, T.; Nakano, A.; Hwang, C. M.; Ishida, M.; Kato, A.; et al.: Effect of Titanium Powder Loading in Microporous Layer on a Polymer Electrolyte Unitized Reversible Fuel Cell. In: ECS Transactions 41 (2011) 1, S. 469–77.

[119] Hwang, C.-M.; Ishida, M.; Ito, H.; Maeda, T.; Nakano, A.; Kato, A.; et al.: Effect of PTFE contents in the Gas Diffusion Layers of Polymer Electrolyte-based Unitized Reversible Fuel Cells. In: Journal of International Council on Electrical Engineering 2 (2014) 2, S. 171–77.

[120] Wang, Y.: Conductive Thermoplastic Composite Blends for Flow Field Plates for Use in Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells (PEMFC). Master thesis. Ontario, Canada 2006.

[121] Wheeler; D.; Sverdrup, G.: 2007 Status of Manufacturing: Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Fuel Cells. Report. 2008.

[122] Towne, S.; Viswanathan, V.; Holbery, J.; Rieke, P.: Fabrication of polymer electrolyte membrane fuel cell MEAs utilizing inkjet print technology. In: Journal of Power Sources 171 (2007) 2, S. 575–84.

[123] Taherian, R.: A review of composite and metallic bipolar plates in proton exchange membrane fuel cell. Materials, fabrication, and material selection. In: Journal of Power Sources 265 (2014), S. 370–90.

[124] Xia, L.-G.; Li, A.-J.; Wang, W.-Q.; Yin, Q.; Lin, H.; Zhao, Y.-B.: Effects of resin content and preparing conditions on the properties of polyphenylene sulfide resin/graphite composite for bipolar plate. In: Journal of Power Sources 178 (2008) 1, S. 363–67.

[125] Mathur, R. B.; Dhakate, S. R.; Gupta, D. K.; Dhami, T. L.; Aggarwal, R. K.: Effect of different carbon fillers on the properties of graphite composite bipolar plate. In: Journal of Materials Processing Technology 203 (2008) 1-3, S. 184–92.

[126] James, B. D.; Kalinoski, J. A.; Baum, K. B.: Mass Production Cost Estimation for Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Automotive Applications: 2010 Update. Report. Arlington 2010.

[127] Shang, J.; Wilkerson, L.; Hatkevich, S.; Daehn, G. S.: Commercialization of Fuel Cell Bipolar Plate Manufacturing by Electromagnetic Forming. Proceedings paper. Columbus, Ohio, USA 2010.

[128] Tawfik, H.; Hung, Y.; Mahajan, D.: Metal bipolar plates for PEM fuel cell—A review. In: Journal of Power Sources 163 (2007) 2, S. 755–67.

[129] Lettenmeier, P.; Wang, R.; Abouatallah, R.; Burggraf, F.; Gago, A. S.; Friedrich, K. A.: Coated Stainless Steel Bipolar Plates for Proton Exchange Membrane Electrolyzers. In: Journal of The Electrochemical Society 163 (2016) 11, F3119-F3124.

[130] Wincewicz, K.; Cooper, J.: Taxonomies of SOFC material and manufacturing alternatives. In: Journal of Power Sources 140 (2005) 2, S. 280–96.

[131] Zarkov, A.; Stanulis, A.; Sakaliuniene, J.; Butkute, S.; Abakeviciene, B.; Salkus, T.; et al.: On the synthesis of yttria-stabilized zirconia. A comparative study. In: Journal of Sol-Gel Science and Technology 76 (2015) 2, S. 309–19.

[132] Tietz, F.; Buchkremer, H.-P.; Stöver, D.: Components manufacturing for solid oxide fuel cells, Review article. In: Solid State Ionics 152-153 (2002), S. 373–81.

[133] Häfele, S.; Hauck, M.; Dailly, J.: Life cycle assessment of the manufacture and operation of solid oxide electrolyser components and stacks. In: International Journal of Hydrogen Energy 41 (2016) 31, S. 13786–96.

Anhang

A.1 Übersicht der Interviewpartner

Tabelle A 1: Liste der Interviewpartner zur Bewertung der Kritikalität einzelner Komponenten (sofern einer Nennung des Namens zugestimmt wurde)

Nr.	Firma	Art	Land	Interviewpartner
01	Thyssen Krupp	AEL, CAEL	Deutschland	Dr. Lukas Lüke
02	Greenerity	PEMEL	Deutschland	Dr. Markus Holzmann
03	Sunfire	HTEL	Deutschland	Christian von Olshausen, Dr. Oliver Borm
04	iGasEnergy	PEMEL	Deutschland	Karl-Heinz Lentz
05	h-tec Systems	PEMEL	Deutschland	Dr. Frank Allebrod
06	McPhy	AEL	Deutschland	Tristan Kretschmer
07	Hydrogen Pro	AEL	Norwegen	Dr. Hans Jörg Fell
08	NEL Hydrogen	AEL	Norwegen	Bjørn Simonsen
09	Siemens	PEMEL	Deutschland	Dr. Andreas Reiner
10	Hydrogenics	PEMEL / AEL	Belgien	Dr. Jan Vaes
11	Proton OnSite	PEMEL	USA	Dr. Everett Anderson
12	ITM Power	PEMEL	Großbritannien	Dr. Simon Bourne

Tabelle A 2: Liste der Interviewpartner, die mit Schwerpunkt auf die Herstellungsverfahren zusätzlich befragt wurden (sofern einer Nennung des Namens zugestimmt wurde)

Nr.	Art	Firma, Einrichtung	Land	Interviewpartner
01	AEL/PEMEL	Coatema Coating Machinery GmbH	Deutschland	Thomas Kolbusch
02	HTEL	Sunfire	Deutschland	Christian von Olshausen, Dr. Oliver Borm
03	PEMEL	Melicon	Deutschland	Dr. Ulrich Müller
04	AEL/PEMEL	Borit Leichtbau-Technik GmbH	Belgien	Dr. Joachim Kroemer
05	AEL	Agfa-Gevaert-Gruppe	Belgien	Dr. Rudy Coquet
06	AEL/PEMEL	M. Brück GmbH & Co. KG	Deutschland	Jens Glöckner
07	PEMEL	NV Bekaert SA	Niederlande	Dr. Ruben DeBruycker
08	AEL/PEMEL/ HTEL	Austin Power Engineering	USA	Yong Yang

Tabelle A 3: Liste der Interviewpartner auf Anwender- bzw. Nachfrageseite

Organisation	Ansprechpartner
CEP (Clean Energy Partnership)	Thomas Bystry
ChemCoast	Renate Klingenberg
Dechema (Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie)	Dr. Florian Ausfelder
dena (Deutsche Energie-Agentur)	Dr. Christiane Golling
DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	Hans Rasmusson
e-mobil BW	Manuel Schaloske
H2 Mobility	Frank Fronzke
Linde	Dr. Christoph Stiller
DWV (Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband)	Werner Diwald
Uniper	Florian Schwarz
Vattenfall	Dr. Oliver Weinmann
Zukunft Erdgas	Dr. Norbert Azuma Dicke

A.2 Weitere technische und ökonomische Leistungsparameter

Abbildung A-1: Prognose der minimalen Teillast von AEL-, PEMEL- und HTEL-Systemen gemäß Auswertung der Fragebögen

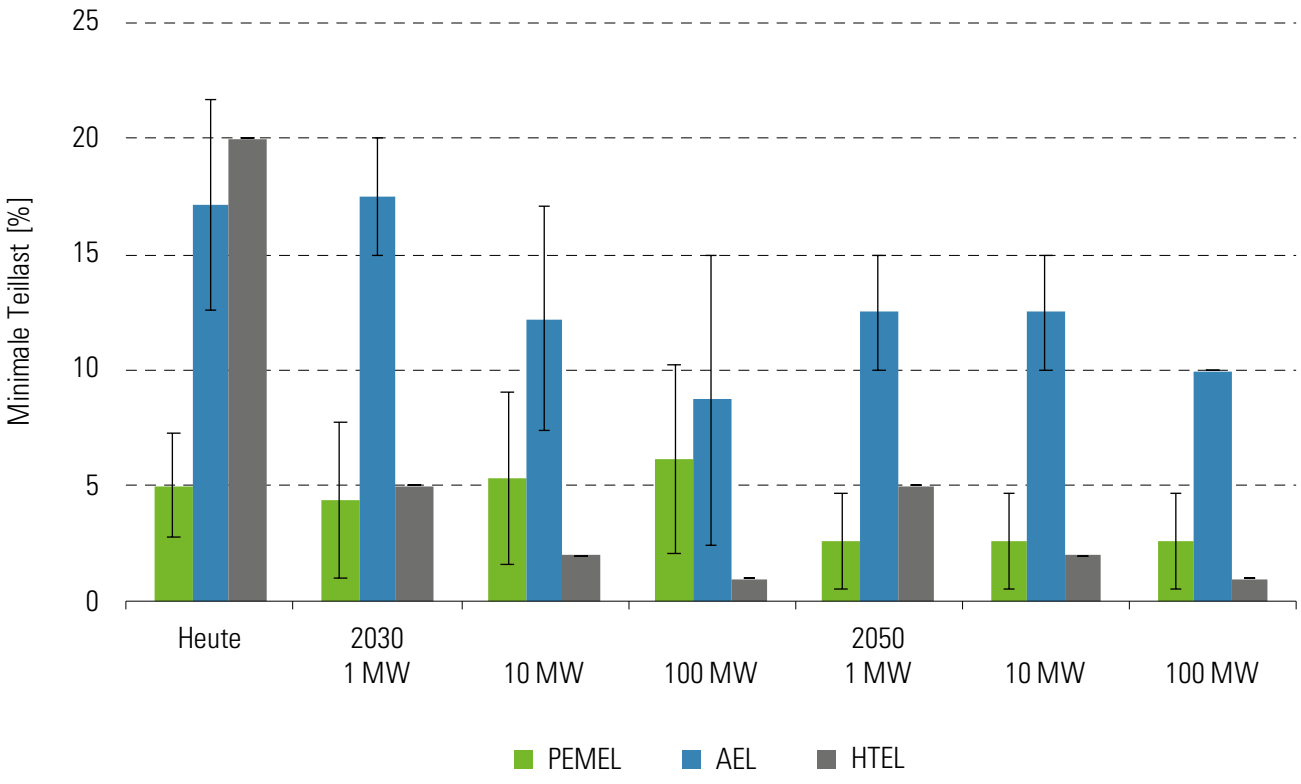


Abbildung A-2: Prognose der Startzeit für AEL-, PEMEL- und HTEL-Systeme aus den warmen Standby in den Nennlastbetrieb gemäß Auswertung der Fragebögen

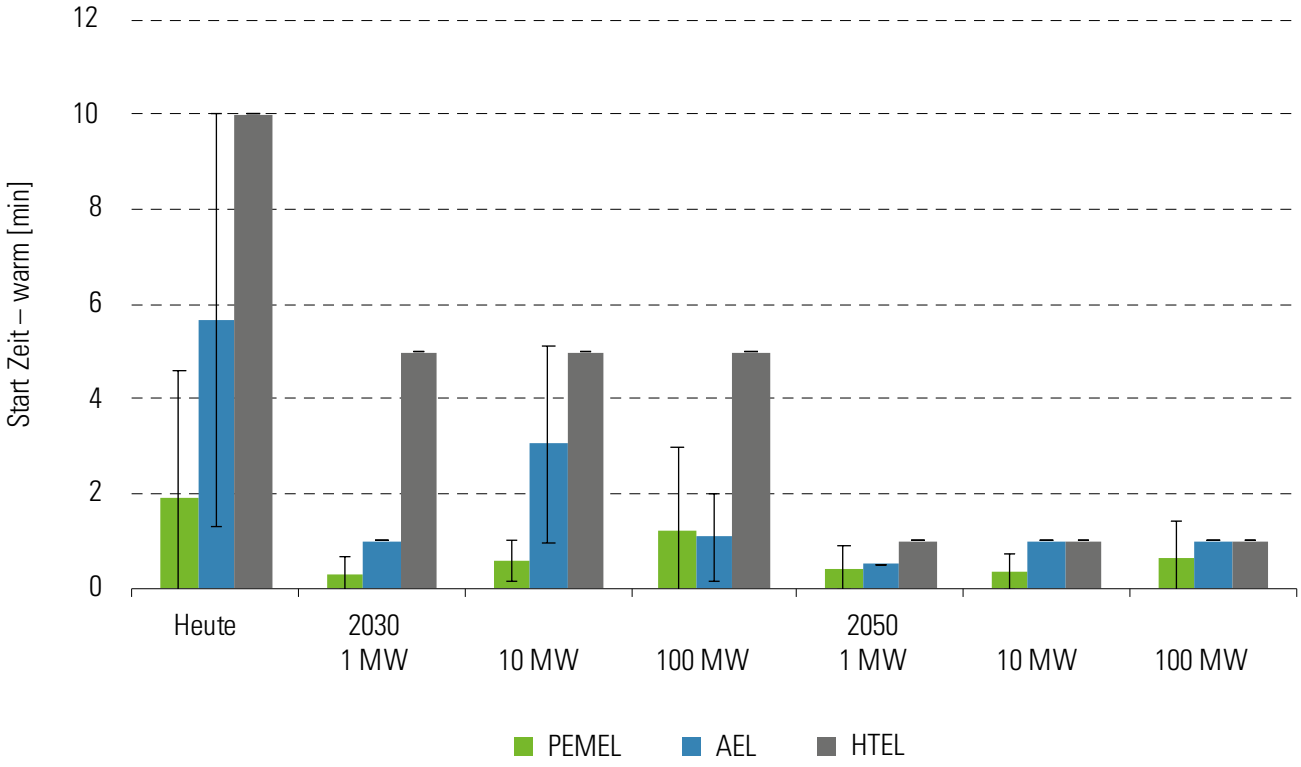


Abbildung A-3: Prognose der Lebensdauer von AEL-, PEMEL- und HTEL-Systemen in Standjahren gemäß Auswertung der Fragebögen

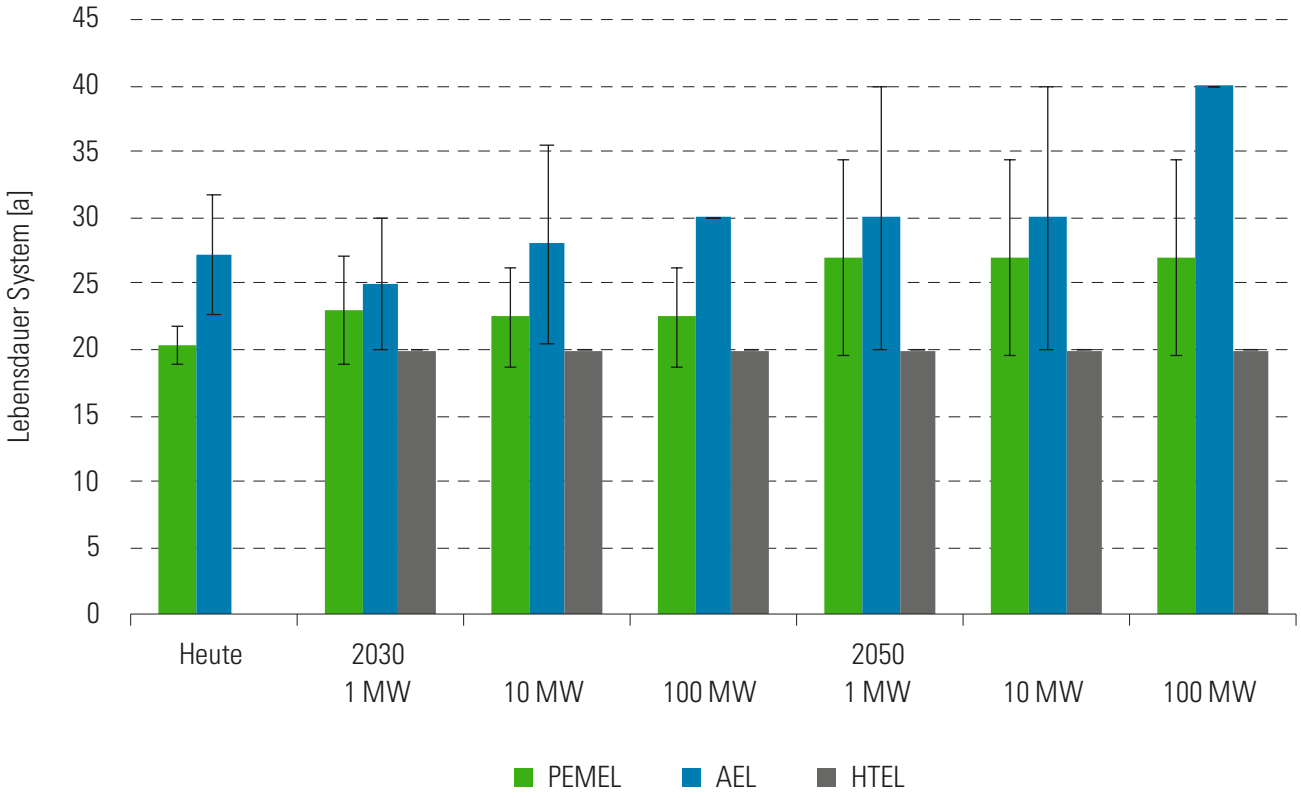


Abbildung A-4: Prognose der mittleren Abnahme der Zellspannung von AEL-, PEMEL- und HTEL-Stacks gemäß Auswertung der Fragebögen

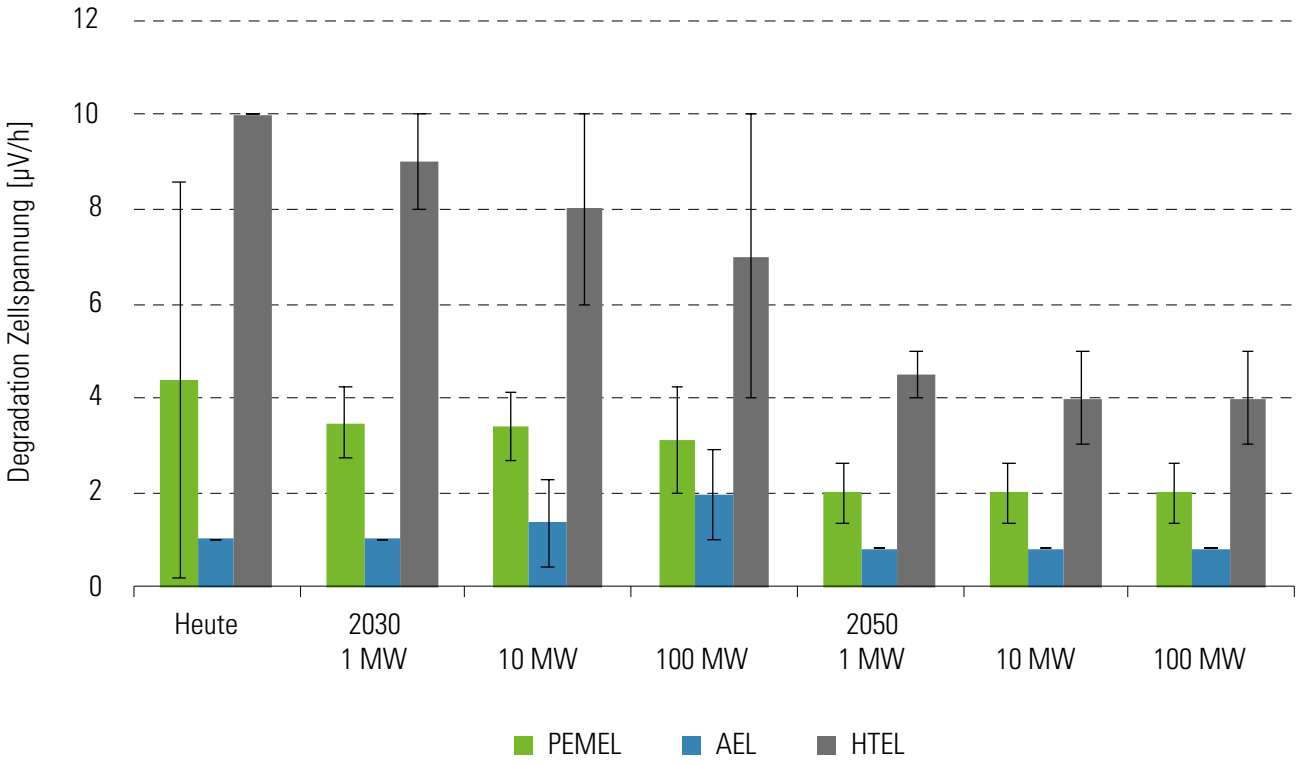


Abbildung A-5: CAPEX entsprechend Umfragerückläufen und umgerechnet in [€/kW]

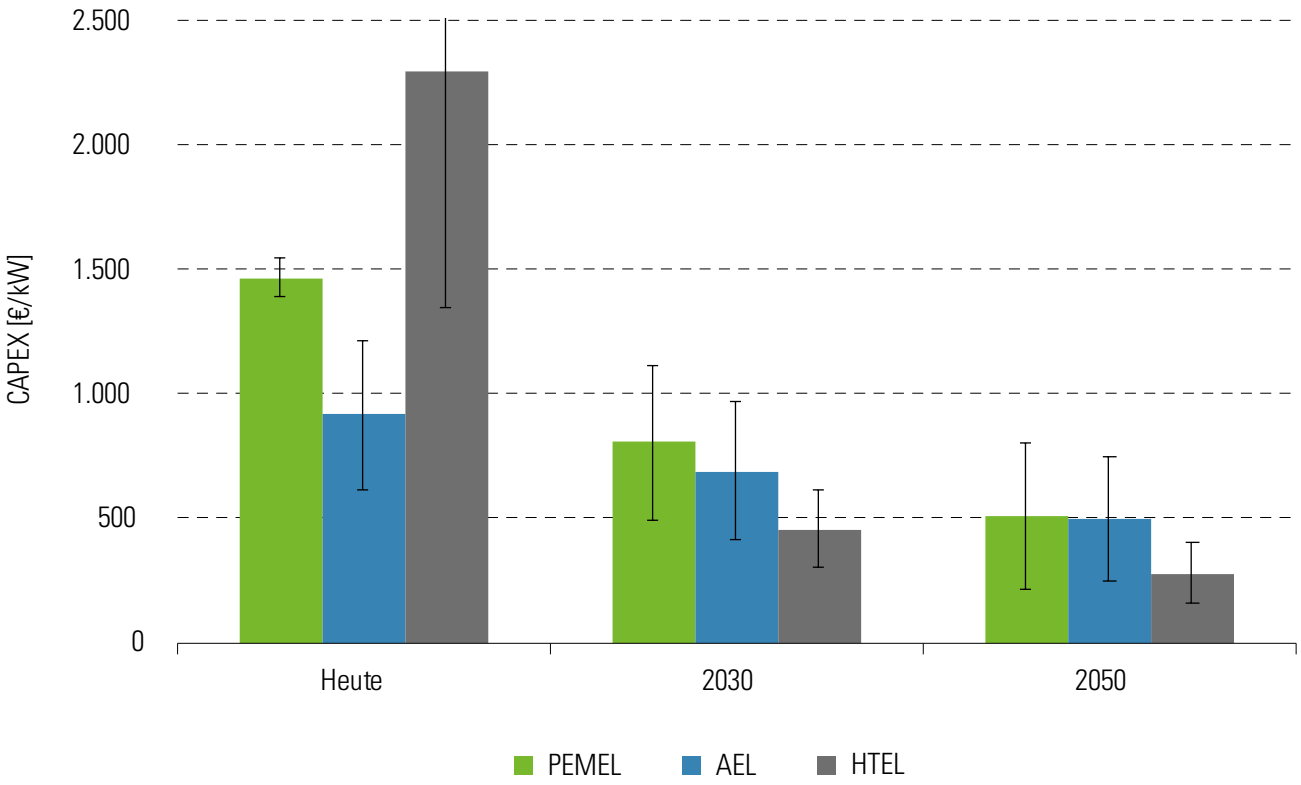


Tabelle A 4: Gegenüberstellung des spezifischen Energieverbrauchs aus den Fragebögen und der Eingangsparameter für die Szenarienbetrachtung zur Wasserstoffnachfrage (Werte auf die erste Nachkommastelle gerundet).

Elektrischer Energieverbrauch [kWh/kg]	Fragebögen			Parametrierung		
(Entwicklungspfad)	2017	2030	2050	2017	2030	2050
PEMEL (progressiv)	52,90	49,20	45,30	n.v.	n.v.	n.v.
PEMEL (zentral)	54,00	53,70	48,90	53,70	54,60	48,90
PEMEL (konservativ)	55,10	58,10	52,50	54,40	58,90	52,80
AEL (progressiv)	48,70	47,10	47,10	n.v.	n.v.	n.v.
AEL (zentral)	51,80	49,70	48,50	51,60	49,20	47,70
AEL (konservativ)	54,90	52,40	49,90	55,00	51,50	49,00
HTEL* (progressiv)	41,20	40,00	40,00	n.v.	n.v.	n.v.
HTEL* (zentral)	42,30	40,60	40,60	41,20	39,50	37,80
HTEL* (konservativ)	43,40	41,20	41,20	n.v.	n.v.	n.v.

n.v. = nicht verwendet in den Szenarien *Energiebedarf zur Dampferzeugung nicht berücksichtigt

A.3 Tabelle zur Durchführung der Nutzwertanalyse (Auszug)

Tabelle A 5: Ergebnisauszug der Nutzwertanalyse zur Verdeutlichung der Punktvergabe für einzelne Komponenten

Ebenen			1.0 PEMEL stack		1.1 MEA		1.2 PTL Anode	
Primäre Kriterien	Sekundäre Kriterien	Gewichtung	Kritisch (ja/Nein)	Bewertung	Kritisch (ja/Nein)	Bewertung	Kritisch (ja/Nein)	Bewertung
Komponenten/Halbzeuge/Material	Komplexität	1	Ja	1	Ja	1	Ja	1
	Standardisierung	1	Ja	1	Nein	0	Nein	0
	Konzentration	2	Nein	0	Ja	2	Nein	0
	Substituierbarkeit	1	Ja	1	Ja	1	Ja	1
	Entwicklungsbedarf	2	Ja	2	Ja	2	Ja	2
	Kosten	2	Ja	2	Ja	2	Nein	2
Prozess-/Produktionstechnologie	Skalierbarkeit	2	Nein	0	Nein	0	Nein	0
	Standardisierbarkeit	1	Nein	0	Nein	0	Nein	0
	Fertigungsprinzip	1	Nein	0	Nein	0	Nein	0
	Automatisierbarkeit	2	Nein	0	Nein	0	Nein	0
Unternehmen	Investitionsbedarf	2	Nein	0	Ja	2	Ja	2
	Auslastung	1	Nein	0	Nein	0	Nein	0
Bewertung			**7**		**10**		**8**	

A.4 Exemplarische Vorgehensweise zur NWA (PEM-Stack)

Im Folgenden sind exemplarisch für die Komponente „PEM-Stack" die Fragestellungen der Nutzwertanalyse, und deren Bewertungen aufgeführt. Entsprechend diesem Vorgehen wurden auch alle weiteren Komponenten systematisch analysiert.

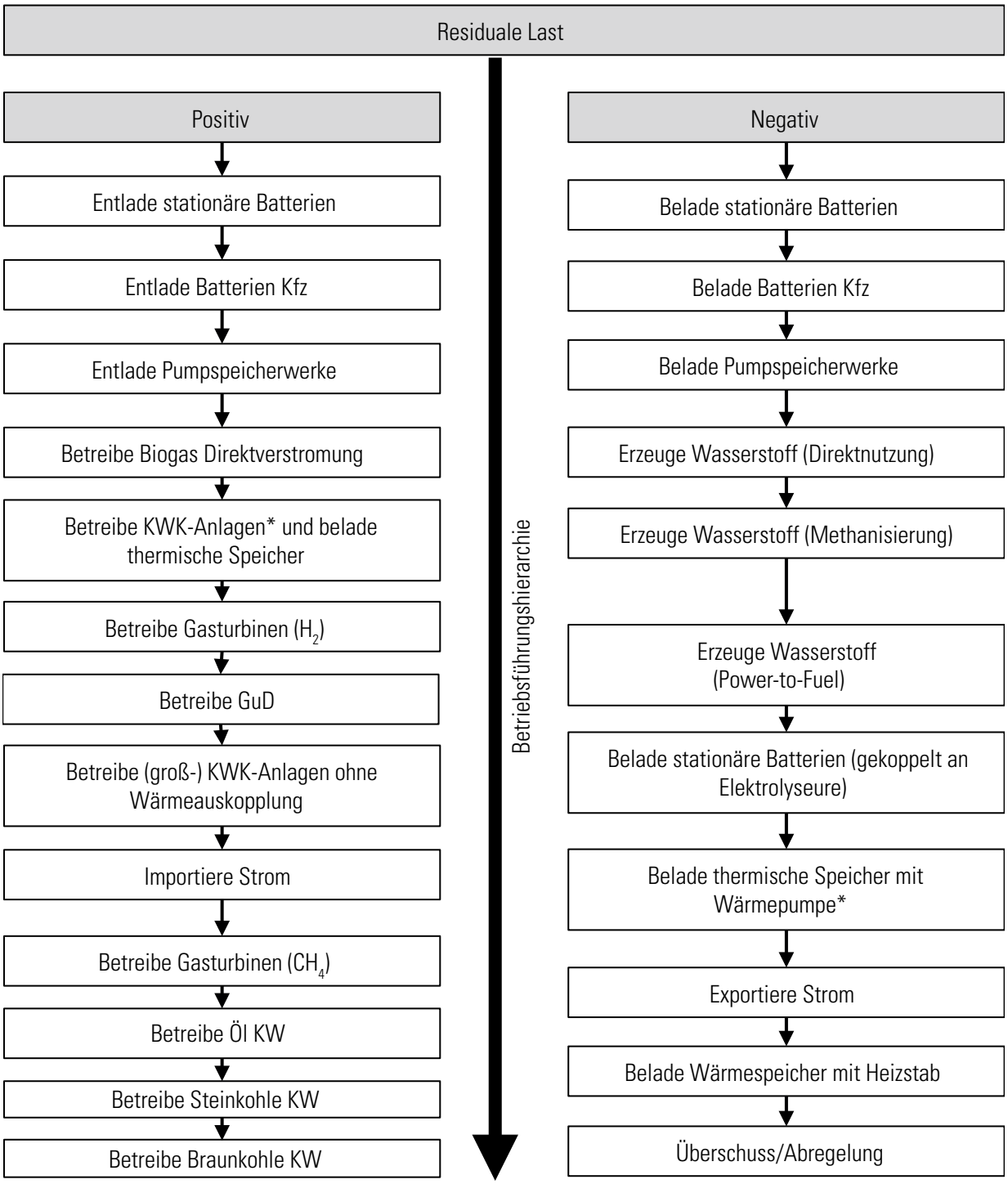
Tabelle A-6: Fragestellungen und Antworten für die Komponente „PEM-Stack"

Ist der Zellstapel / Stack eine komplexe Komponente?	Ja, die Komponente ist komplex, sie besteht aus einer Vielzahl von Einzelkomponen-ten.
Ist der Zellstapel / Stack als Komponente nicht standardisiert?	Ja, die Komponente ist nicht standardisiert. Die Anbieter / Systemhersteller realisieren oftmals ein eigenes Stackdesign.
Für den Zellstapel / Stack gibt es nur sehr wenige Lieferanten?	Für den Zellstapel / Stack gibt es nur sehr wenige Lieferanten?
Der Zellstapel / Stack kann nicht durch alternative Komponenten ersetzt werden?	Ja, der Zellstapel / Stack kann nicht ersetzt werden.
Besteht für den Zellstapel / Stack noch fundamentaler Entwicklungsbedarf?	Ja, es besteht noch Entwicklungsbedarf.
Ist der Kostenanteil für den Zellstapel / Stack gemessen an den gesamten Systemkos-ten hoch (> 20 %)?	Ja, der Kostenanteil ist höher.
Ist der aktuelle Fertigungsprozess des Zellstapels / Stacks nicht skalierbar?	Nein, der Fertigungsprozess ist skalierbar.
Ist der aktuelle Fertigungsprozess des Zellstapels / Stacks nicht standardisierbar?	Nein, der Fertigungsprozess ist standardisierbar bzw. bereits heute standardisiert.
Für den aktuellen Fertigungsprozess ist kein anderes Fertigungsprinzip als das Werk-stättenprinzip möglich?	Nein, es ist ein anderes Fertigungsprinzip möglich.
Ist der aktuelle Fertigungsprozess des Zellstapels / Stacks nicht automatisierbar?	Nein, eine Automatisierbarkeit ist möglich.
Ist der Investitionsbedarf in den Fertigungsprozess des Zellstapels / Stacks so groß, dass eine Amortisationszeit von 5 Jahren überschritten wird?	Nein, die Amortisationszeit wird kleiner als 5 Jahre eingeschätzt.
Sind die Fertigungskapazitäten für die Komponente Zellstapel / Stack ausgelastet?	Nein, die verfügbaren Fertigungskapazitäten bei den Herstellern sind nicht ausgelastet.

Die Komponente Zellstapel / Stack der PEM-Elektrolyse wurde aufgrund dieser Antworten mit der Punktzahl 7 bewertet.

A.5 Betriebsführungsreihenfolge des Stromsystems in REMod-D

Abbildung A-6: Darstellung der Betriebsreihenfolge des Stromsystems in REMod-D, wie sie in den vier Szenarien verwendet wurde.



*KWK-Anlagen/Wärmepumpen werden innerhalb dieses Blocks ihrer Effizienz nach geordnet, d.h., Großanlagen mit höherem Wirkungsgrad werden zu erst betrieben KWK-Anlagen: FC, BHKW und GuD auf Basis CH_4 und FC auf Basis H_2.

A.6 Randbedingungen der REMod-D-Szenarien bis 2050

Tabelle A-7: Zusammenfassung der wichtigsten Randbedingungen in den REMod-D-Szenarien (gemäß IEK2050)

Randbedingung	Ausprägung
CO_2-Reduktionsziel	- 85 %
Brennstoffpreise	Auf Basis von BMWi
Biomasseverfügbarkeit	konst. bzg. auf heute
Strom Import/Export Leistung	konst. bzg. auf heute
Import (H_2, CH_4, Fuel)	kein Import
Industrielle Prozesswärme	konst. bzg. auf heute
Stahlerzeugung (105 TWh)	konst. bzg. auf heute
Industrie Technologiezusammensetzung	frei optimiert
Anteil Stahlerzeugung mit H_2	0 %
H_2-Nachfrage stoffl. Nutzung	nicht berücksichtigt
Potenzialobergrenze PV	300 GW
Potenzialobergrenze onshore WKA	180 GW
Potenzialobergrenze offshore WKA	38 GW
Potenzialgrenzen Batteriespeicher	80 GWh
Energetische Sanierung	frei optimiert
Heizungstechnologien	frei optimiert (mit Einschränkung)
Wärmenetze	max. 40 %
el. Wärmepumpen	max. 50 %
Verkehrsleistung (PKW)	leicht abfallend
Verkehrsleistung (LKW)	Ansteigend
Antriebskonzepte	frei optimiert (mit Einschränkung)
BEV (PKW)	max. 50 %
BEV (LKW)	max. 5 %
Energienachfrage Schiff- und Luftfahrt	konst.
Kalkulatorischer Zinssatz	7 %
Startzeitpunkt für die Optimierung	2020

A.7 Parametrierung aller REMod-D-Szenarien

Tabelle A-8: Parametrierung des REMod-D-Szenarios S0 (gemäß IEK2050)

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	59,7	65,6	68,0
CAPEX	[€/kW]	905	636	396
M/O	[%CAPEX/a]	4,0	4,0	4,0
Lebensdauer	[a]	20,6	24,3	30,0

Tabelle A-9: Parametrierung des REMod-D-Szenarios S1 (HTEL-Szenario mit erweitertem Parametersatz für die Berücksichtigung von Abwärme aus Industrieprozessen)

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	81,0	84,4	88,1
CAPEX	[€/kW]	1408	800	550
M/O	[%CAPEX/a]	5,0	3,0	3,0
Lebensdauer	[a]	20,0	20,0	20,0
Abwärmebedarf* elektrisch	[GWh (Abwärme) / GWh (elektrisch)]	0,162	0,169	0,176
Abwärmebedarf* stofflich	[GWh (Abwärme) / GWh (stofflich)]	0,2	0,2	0,2

* Je nach Betriebsmodus der Elektrolyse (Reduzierung einer negativen Residuallast oder be-darfsgerechte Wasserstoffproduktion) wird ein elektrischer oder stofflicher Umrechnungs-faktor für die Berechnung der benötigten Abwärme verwendet. Elektrisch gesehen, wird somit der Abwärmebedarf je GWh elektrischer Primärenergie ausgewiesen. Stofflich lässt sich analog der Abwärmebedarf je GWh Wasserstoff (LHV) berechnen.

Tabelle A-10: Parametrierung des REMod-D-Szenarios S2

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	60,7	62,9	66,9
CAPEX	[€/kW]	1054	778	675
M/O	[%CAPEX/a]	4,1	3,8	6,5
Lebensdauer	[a]	22,9	22,9	22,9

Tabelle A-11: Erwartete mittlere KPI-Entwicklung, gemittelt über alle drei Technologien (Szenario S3)

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	64,3	65,5	72,2
CAPEX	[€/kW]	776	613	495
M/O	[%CAPEX/a]	3,5	3,3	3,9
Lebensdauer	[a]	26,8	25,3	28,1

Tabelle A-12: Parametrierung des REMod-D-Szenarios S4 mit erweitertem HTEL-Parametersatz für die Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens der Technologien (Ram-ping)

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[%]	81,0	84,4	88,1
CAPEX	[€/kW]	1408	800	550
M/O	[%CAPEX/a]	5,0	3,0	3,0
Lebensdauer	[a]	20,0	20,0	20,0
Cold startup	[h]	0,76	0,54	0,37
Hot startup	[h]	0,078	0,025	0,012
Startup fuel	[GWhth/GWinst]	0,54	0,41	0,28
Minimum load	[%PNenn]	15	9	6
Ramp rate	[%/min]	22	86	150

A.8 Erweiterte Kennzahlen der Szenarienauswertung

Tabelle A-13: Bandbreite der Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff: Minimaltrajektorie über alle Szenarien

Elektrolysekapazität	Einheit	2020	2030	2050
Power-to-H_2	[GW]	0,0	2,3	112
Power-to-CH_4	[GW]	0,0	2,3	17
Power-to-Liquid	[GW]	0,0	0,5	6

Tabelle A-14: Bandbreite der Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff: Maximaltrajektorie über alle Szenarien

Elektrolysekapazität	Einheit	2020	2030	2050
Power-to-H_2	[GW]	0,5	65	235
Power-to-CH_4	[GW]	0,1	5,9	30
Power-to-Liquid	[GW]	0,0	3,5	13

Tabelle A-15: Zentrale Ergebnisse für den Wasserstoffsektor in allen Szenarien

	Einheit	2020	2030	2050
H_2-Nachfrage				
S0-85	[TWh]	0	74	322
S0-95	[TWh]	0	85	705
S1	[TWh]	0	138	486
S2	[TWh]	0	90	261
S3	[TWh]	0	78	294
S4	[TWh]	0	110	343
Installierte EL-Leistung				
S0-85	[GW]	0,24	42	187
S0-95	[GW]	0,04	7	137
S1	[GW]	0,32	71	169
S2	[GW]	0,36	45	175
S3	[GW]	0,32	44	213
S4	[GW]	0,52	49	275
Ø Zubaurate (Bezug: 2017)				
S0-85	[GW/a]	0,1	3,2	5,7
S0-95	[GW/a]	0,0	0,5	4,2
S1	[GW/a]	0,1	5,4	5,1
S2	[GW/a]	0,1	3,5	5,3
S3	[GW/a]	0,1	3,4	6,4
S4	[GW/a]	0,2	3,7	8,3
Speicherkapazität				
S0-85	[TWh]	0,8	15	99
S0-95	[TWh]	0,6	9	59
S1	[TWh]	0,8	33	84
S2	[TWh]	0,0	9	69
S3	[TWh]	0,8	19	96
S4	[TWh]	1,4	22	139

Tabelle A-16: Detaillierte Ergebnisse für den Wasserstoffsektor in allen Szenarien für die Bilanzanalyse 2030

	S0-85	S0-95	S1	S2	S3	S4
H_2-Erzeugung [TWh]						
Elektrolyse	43	6	121	61	62	87
Import	0	59	0	0	0	0
Dampfreformierung	3	4	3	5	4	4
Bio-to-H_2	25	18	0	26	12	22
Summe H_2-Erzeugung	**70**	**86**	**124**	**92**	**79**	**113**
H_2-Verteilung [TWh]						
Verkehr	62	39	74	81	66	102
Rückverstromung (H_2-GT)	0	0	0	2	6	4
Industrie (Rohstoff)	0	1	0	0	0	0
Industrie (Brennstoff)	0	25	8	0	0	0
Wärme	0	5	43	0	0	0
Einspeisung	12	15	12	7	6	4
Summe H_2-Nachfrage	**74**	**85**	**138**	**90**	**78**	**110**
Nachfrage Verkehr [TWh]						
PKW	8	17	29	24	19	15
LKW	54	22	45	57	47	87
Verteilung der EL-Volllaststunden						
Überschuss (ohne Batterie)	1.660	3.162	1.728	1.573	1.678	1.275
Batterie (Überschuss)	20	709	4	14	14	4
Must-Run	1	0	0	795	949	1.752
Summe Volllaststunden	**1.681**	**3.871**	**1.732**	**2.381**	**2.642**	**3.031**
Stromnachfrage [TWh]						
Basisstromlast	444	444	444	444	444	444
WP	76	68	84	89	84	65
Power-to-Heat	4	29	0	3	3	1
Elektrolyse	65	9	121	97	96	134
Methanisierung	4	10	2	3	6	6
Verkehr	58	28	40	47	52	59
Summe Stromnachfrage	**650**	**589**	**691**	**683**	**686**	**708**

Tabelle A-17: Detaillierte Ergebnisse für den Wasserstoffsektor in allen Szenarien für die Bilanzanalyse 2050

	S0-85	S0-95	S1	S2	S3	S4
H_2-Erzeugung [TWh]						
Elektrolyse	244	235	468	235	267	317
Import	0	437	0	0	0	0
Dampfreformierung	6	4	5	4	3	4
Bio-to-H_2	40	17	13	42	39	42
Summe H_2-Erzeugung	**289**	**693**	**486**	**280**	**309**	**363**
H_2-Verteilung [TWh]						
Verkehr	207	280	250	204	222	267
Rückverstromung (H_2-GT)	70	13	33	50	55	53
Industrie (Rohstoff)	0	5	0	0	0	0
Industrie (Brennstoff)	9	138	30	1	10	8
Wärme	28	264	165	0	0	10
Einspeisung	8	6	8	6	7	6
Summe H_2-Nachfrage	**322**	**705**	**486**	**261**	**294**	**343**
Nachfrage Verkehr [TWh]						
PKW	68	131	115	52	72	103
LKW	138	149	134	153	150	164
Verteilung der EL-Volllaststunden						
Überschuss (ohne Batterie)	1.996	2.513	3.192	2.334	2.273	1.597
Batterie (Überschuss)	8	28	24	17	11	1
Must-Run	0	0	9	229	60	231
Summe Volllaststunden	**1.996**	**2.513**	**3.192**	**2.334**	**2.273**	**1.597**
Stromnachfrage [TWh]						
Basisstromlast	444	444	444	444	444	444
WP	80	97	92	87	81	79
Power-to-Heat	1	6	5	4	3	0
Elektrolyse	362	348	452	363	391	460
Methanisierung	9	22	29	26	16	4
Verkehr	79	40	42	91	78	62
Summe Stromnachfrage	**975**	**957**	**1.063**	**1.015**	**1.014**	**1.050**

A.9 Entwicklung der Antriebskonzepte im Szenario S3

Abbildung A-7: Entwicklung der Antriebskonzepte für Personenkraftwagen

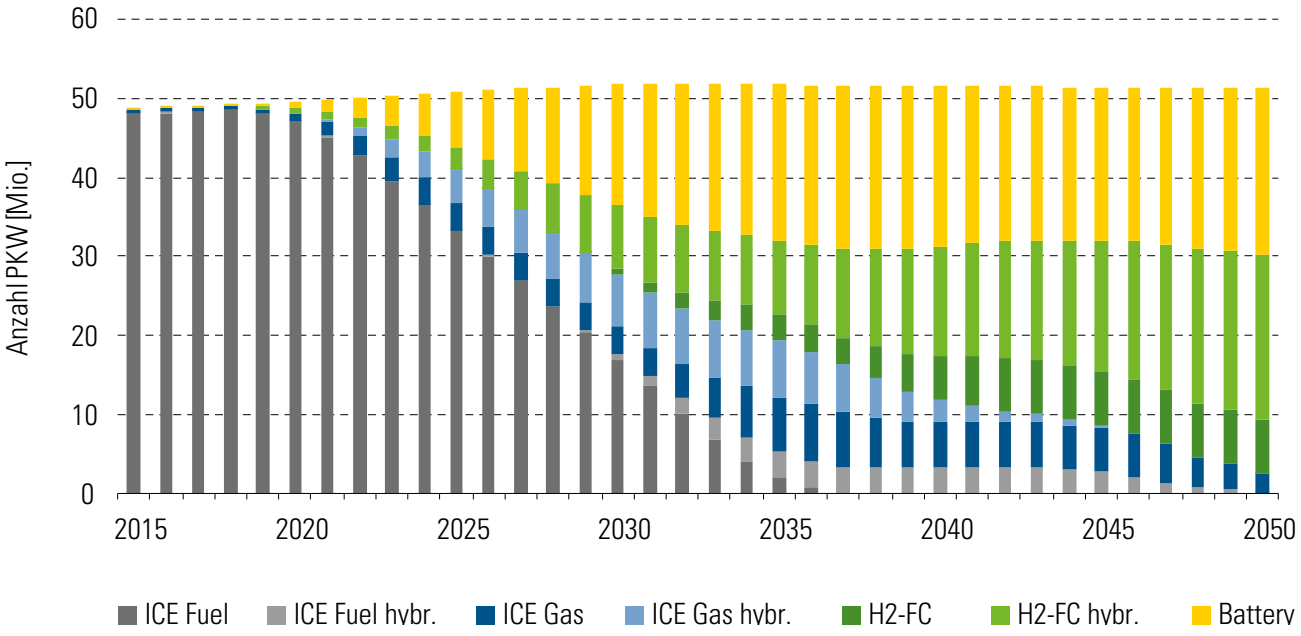
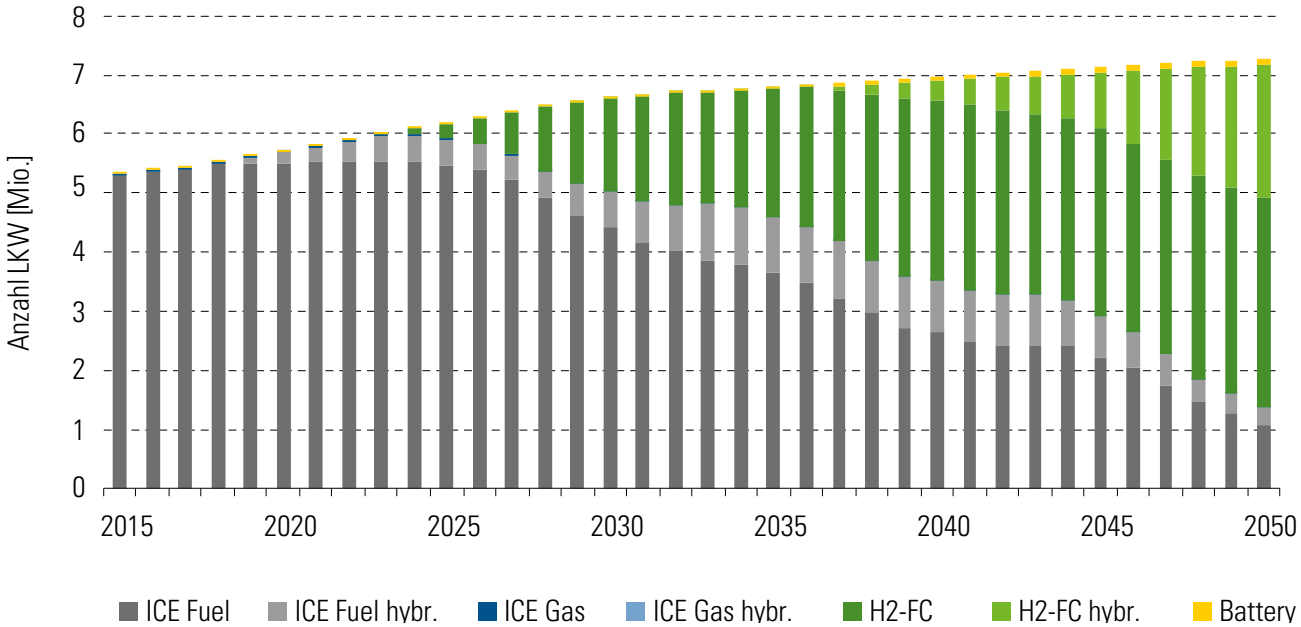


Abbildung A-8: Entwicklung der Antriebskonzepte für Lastkraftwagen



A.10 Annahmen für die Abschätzung des Komponentenbedarfs

Getroffene Annahmen zur Umrechnung des Elektrolysezubaus (in Gigawatt auf Systemebene) in die Komponentenbedarfe der einzelnen Technologien.

Tabelle A 18: Annahmen zur Ermittlung des Komponentenbedarfs

	AEL			PEMEL			HTEL		
Systemgröße (MW)	1	10	100	1	10	100	1	10	100
Elektrischer Systemwirkungsgrad (AC)	68 %			61 %			84 %		
Elektrischer Stackwirkungsgrad (DC)	76 %			67 %			97 %		
Anzahl Stacks (bei HTEL-Module) je System	1	4	20	1	3	15	2	20	200
Stromdichte in A/cm²	0,75			2,6			1,0		
Aktive Zellfläche in cm²	4	20	30	1.5	3	5	300		
Aktiver Flächenanteil des Diaphragma, der Membran bzw. des Feststoff-elektrolyts, sowie der Bipolarplatten bzw. der Interkonnektoren in % der Komponentenbauteilfläche	80 %	90 %	90 %	70 %	80 %	90 %	80 %		

A.11 Herstellverfahren für die alkalische Elektrolyse

Tabelle A 19: Übersicht der Herstellverfahren für Membrane der alkalischen Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Membran	Sintern + Oxidation	[113]
	Tauch-Präzipitation + chem. Phasentrennung	[67]
	Foliengießen	[61–63, 114], Experteninterview

Tabelle A 20: Übersicht der Herstellverfahren für Elektroden der alkalischen Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Anode	Komprimieren & Sinterprozess (Ni-Schaum/Ni-filz)	[60, 115]
	Schnitt-Stanzen & Strecken (Streckmetall)	[60, 67, 68]
Kathode	Komprimieren & Sinterprozess (Ni-Schaum/Ni-filz)	[60, 115]
Ggf. Beschichtung Anode/ Kathode	Schnitt-Stanzen & Strecken (Streckmetall)	[60]
	Electro-Spinning	[69]
	Elektrostatische Spray Beschichtung	[69]
	Galvanische Beschichtung	[70, 76, 115–117]
	Gel Hydrothermische Oxidation	[69]
	Magnetron Sputtern + Hitzebehandlung	[70, 74]
	Ausfällung	[69]
	Rheologische Phasenreaktion & Pyrolyse	[69]
	Sol-gel	[69]
	Spray Pyrolyse	[69]
	Thermisches Spritzen	[67–70, 76], Experteninterview

A.12 Herstellverfahren für die PEM-Elektrolyse

Tabelle A 21: Übersicht der Herstellverfahren für die anodenseitigen Stromverteiler (PTL) der PEM-Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Anode	Fasersintern + Walzpressen	[79, 80, 118, 119]
	Schnitt-Stanzen + Strecken (Ti-Streckmetall)	[79, 118, 119], Experteninterview
	Pulversintern	[119], Experteninterview

Tabelle A 22: Übersicht der Herstellverfahren für Bipolarplatten der PEM-Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Bipolarplatte	Formpressverfahren (Verbundwerkstoff)	[85, 117, 120–126]
	Injektionsverfahren (Verbundwerkstoff)	[122]
	Nassauflegeverfahren (Verbundwerkstoff)	[123]
	Reaktions-Injektionsverfahren (Verbundwerkstoff)	[122]
	Spritzguss (Verbundwerkstoff)	[120–124, 126]
	Suspensions Formverfahren (Verbundwerkstoff)	[123]
	Druckguss (Metall)	[122]
	Feinguss (Metall)	[122]
	Galvanoforming (Metall)	[122, 127]
	Gesenkschmieden (Metall)	[122]
	Hydroforming (Metall)	[116, 117, 123, 126], Experteninterview; Expertenworkshop
	Metallpulver-Schmieden (Metall)	[122]
	Prägedruck (Metall)	[117]
	Stanzen, Fügen, Schweißen, Zerspanen (Metall)	[85, 116, 117, 121–123, 126], Experteninterview
	Tiefziehen (Metall)	Experteninterview; Expertenworkshop
Ggf. Beschichtung der Bipolarplatte	Beizen	[126]
	Chemische Anodisierung/Oxidation	[122]
	Chemische Gasphasenabscheidung (CVD)	[122, 128]
	Elektronenstrahl-Verdampfung (PVD)	[117, 122, 128]
	Galvanisierung	[81, 117, 122, 123, 126, 128], Experteninterview
	Gasphasenabscheidung + Sputtering (PVD)	[122, 128]
	Glimmentladungszersetzung + Gasphasenabscheidung (CVD)	[122, 128]
	Hochfrequenz Sputtern (PVD)	[122]
	Lichtbogenverdampfen (PVD)	[81]
	Magnetron-Kathodenzerstäubung (PVD)	[81, 106, 122, 123, 126, 128, 129, 129]
	Nitrierung	[126]
	Physikalische Gasphasenabscheidung (PVD)	[81, 106, 117, 122, 123, 126, 128, 129]
	Pressen	[117, 122, 128]
	Thermisches Spritzen	[129], Experteninterview

A.13 Herstellverfahren für die HT-Elektrolyse

Tabelle A 23: Übersicht der Herstellverfahren für die Elektroden-Elektrolyt-Einheit der HT-Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Festelektrolyt (YSZ)	Chemische Gasphasenabscheidung	[130]
	Gesamtfällung	[131]
	Sol-gel-Verbrennung	[131]
	Sol-gel route + Sinterprozess	[130, 131]
	Elektrochemische Gasphasenabscheidung	[130, 132]
	Elektrophoretische Ablage	[130]
	Foliengießen + Sinterprozess	[86, 87, 130, 132], Experteninterview
	Suspensionsbeschichtung + Sinterprozess	[130, 132]
	Niederdruck Plasmaspritzen	[132]
	Reaktives Magnetronsputtern	[130, 132]
	Band-Kalandrierung	[130, 132]
	Siebdruck + Sinterprozess	[88, 130, 132], Experteninterview
	Schlickerguss + Sinterprozess	[130, 132]
	Suspensionssprayen + Sinterprozess	[130]
	Spray-Pyrolyse + Sinterprozess	[130]
	Laminieren + Sinterprozess	[132]
	Hochfrequenzsputtern	[130]
	Laserstrahlverdampfung	[130]
	Pressen + Sinterprozess	[132]
	Vakuum Plasma Spray + Sinterprozess	[130]
	Nass-Pulverbeschichtung	[130]
Elektroden	Chemische Gasphasenabscheidung	[130]
	Tauchbeschichtung	[130]
	Elektrochemische Gasphasenabscheidung	[130]
	Extrusion	[130]
	Physikalischer Auftrag	[130]
	Siebdruck + Sinterprozess	[88, 130, 133], Experteninterview
	Schlickerguss + Sinterprozess	[130]
	Suspensionsspray + Sinterprozess	[130]
	Spray Pyrolyse + Sinterprozess	[130]
	Band-Kalandrierung + Sinterprozess	[130]
	Foliengießen + Sinterprozess	[130], Experteninterview
	Vakuum Plasma Spray + Sinterprozess	[130]

Tabelle A 24: Übersicht der Herstellverfahren für Interkonnektoren der HT-Elektrolyse

Komponente	Herstellverfahren	Quelle
Interkonnektor	Casting-rolling- (forging) route	[132]
	Hydroforming	[89], Experteninterview
	Stanzen + Laserzuschnitt	[85]
Ggf. Beschichtung des Interkonnekt	APS	[132]
	Plasma Spray	[132]
	Siebdruck	Experteninterview
	Suspensionsbeschichtung	[130, 132]
	Foliengießen	[130]
	Thermal Spray	[130], Experteninterview

A.14 Ausgewählte Bedarfe und Produktionskapazitäten

Abbildung A-9: Bedarf und Produktionskapazität für Elektroden der alkalischen Elektrolyse

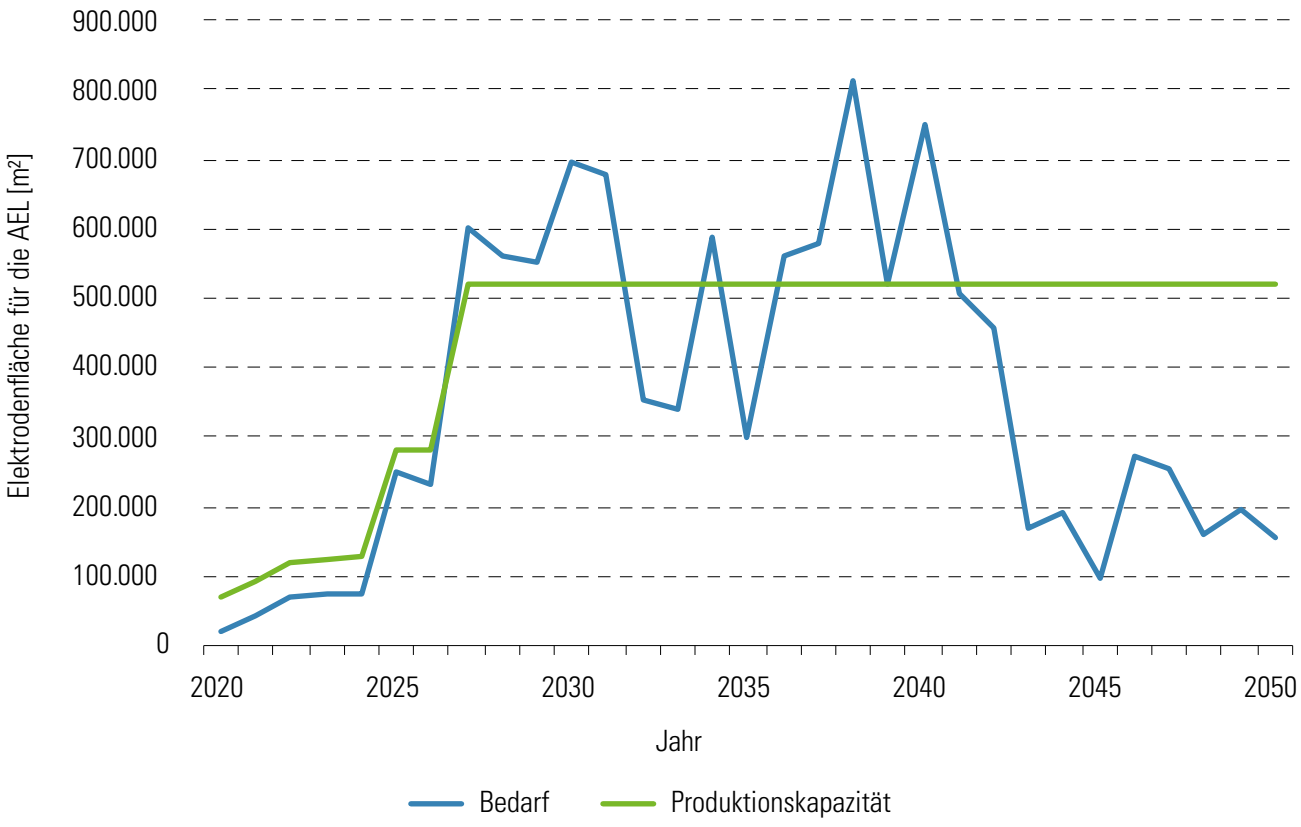


Abbildung A-10: Bedarf und Produktionskapazität für die anodenseitige PTL der PEM-Elektrolyse

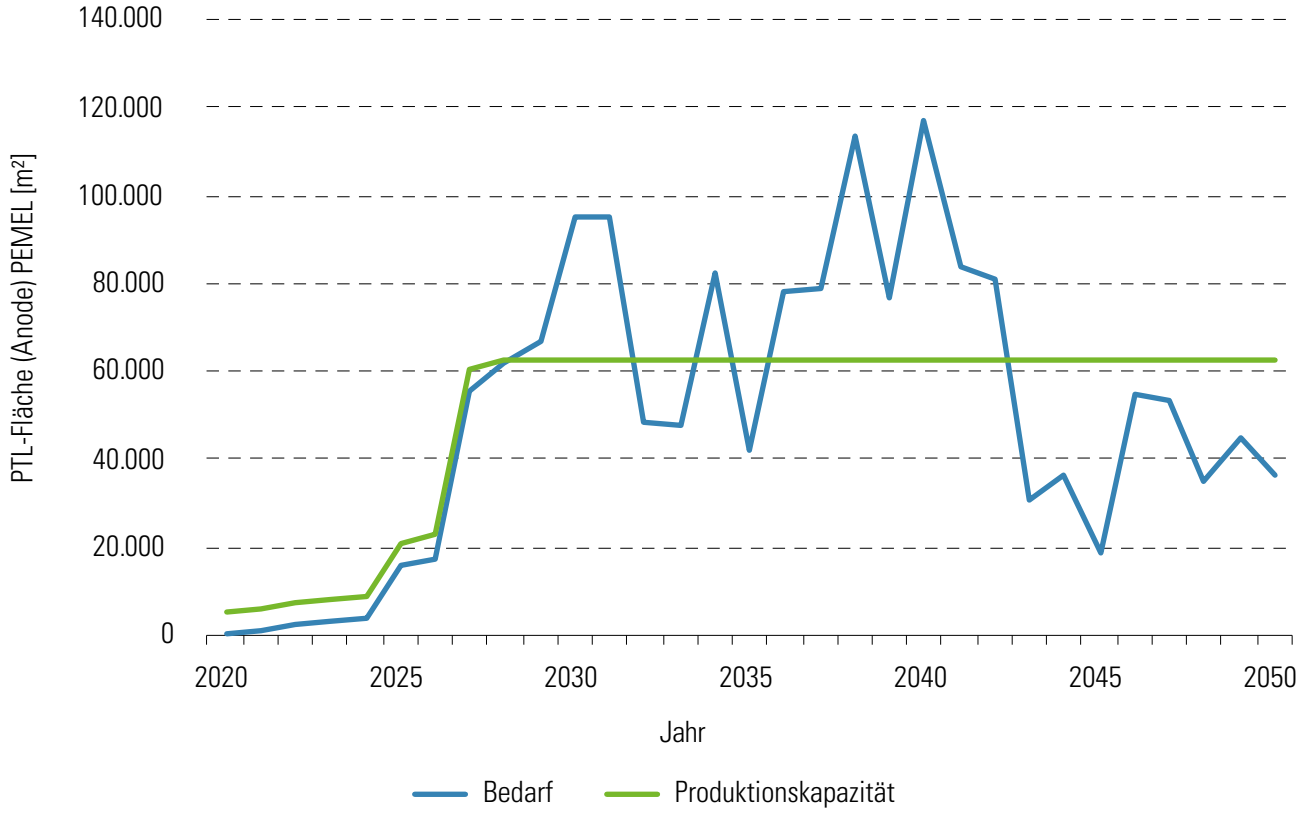
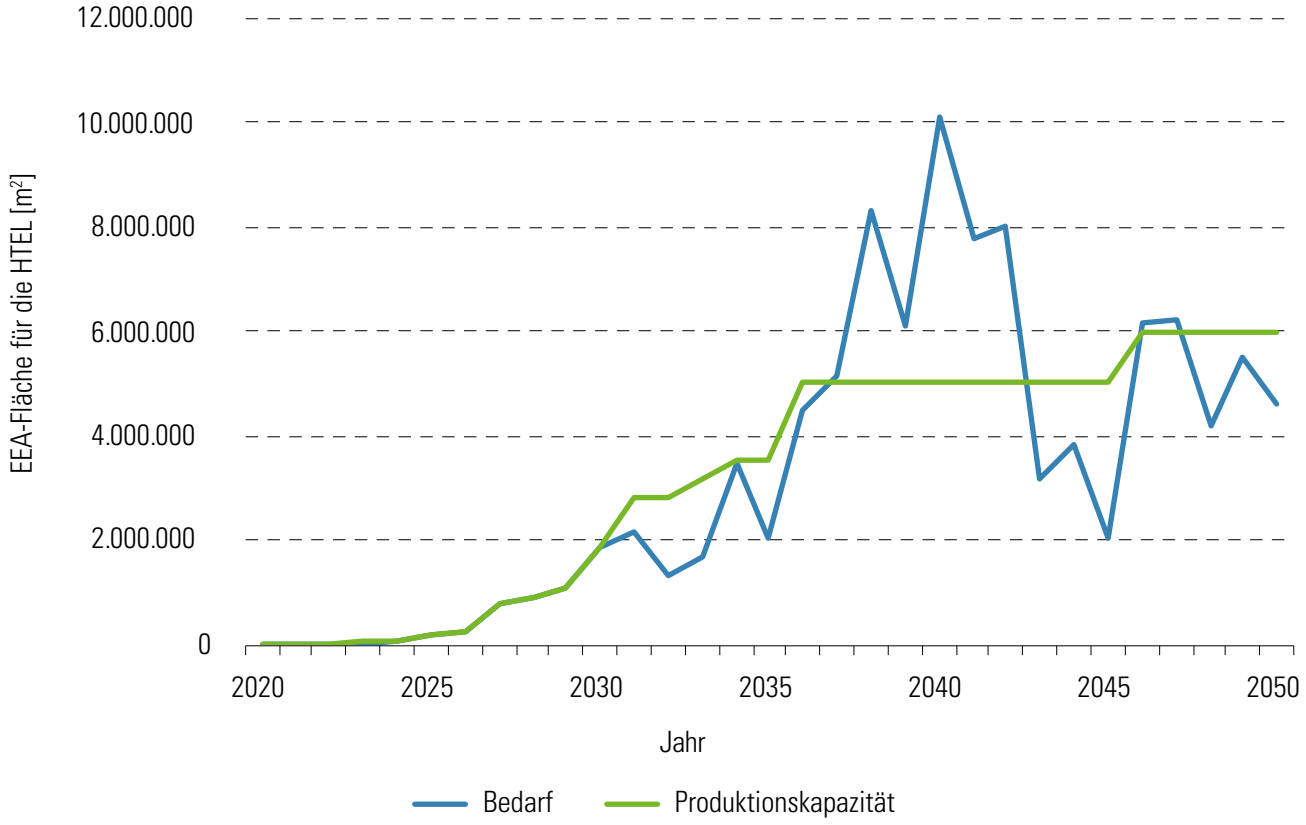
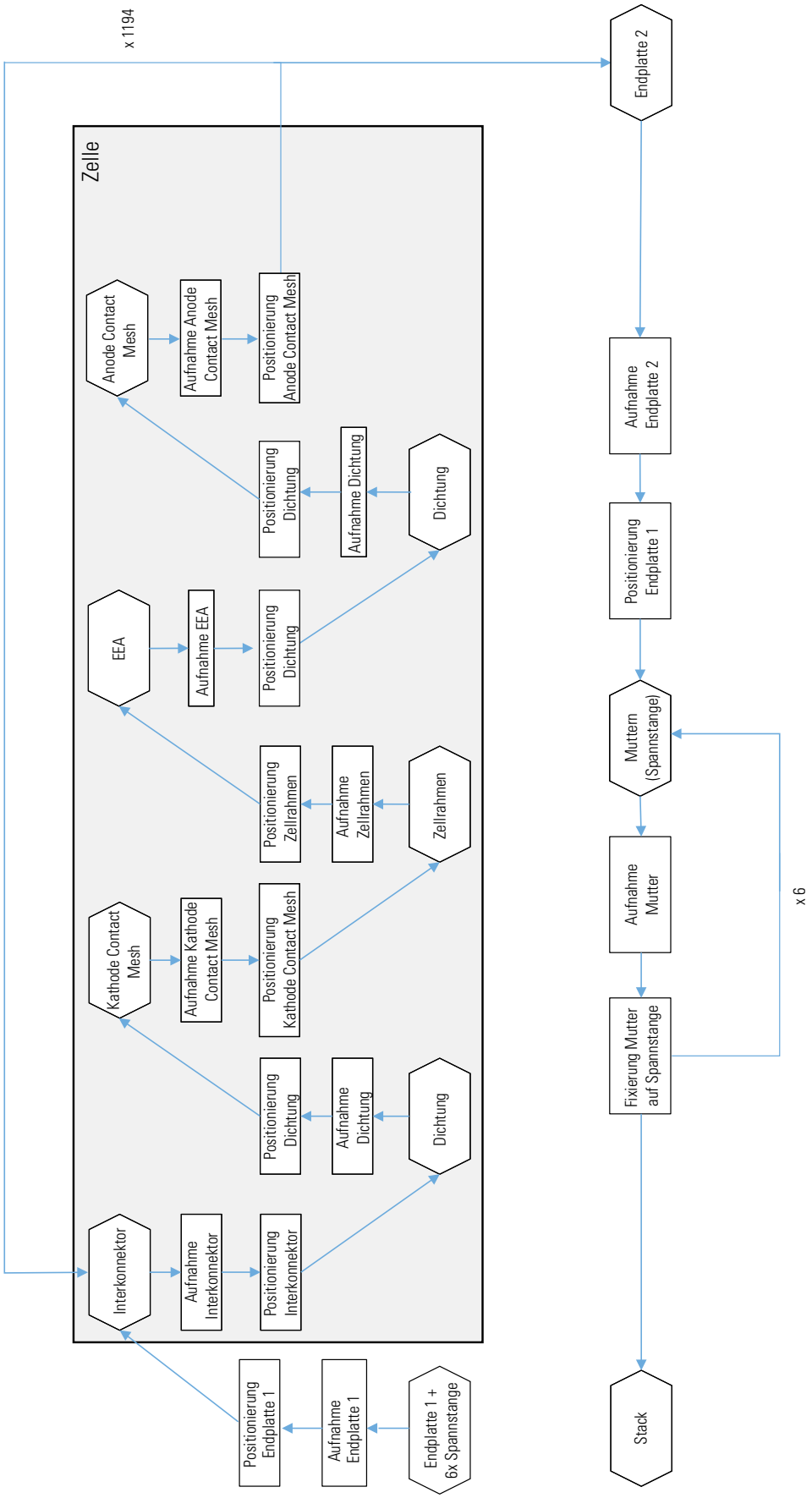


Abbildung A-11: Bedarf und Produktionskapazität für Elektrolyt-Elektroden-Einheiten der HT-Elektrolyse (entspricht ebenfalls den Werten für die Interkonnektoren)

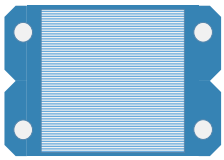


A.15 Ablageprozess Stackmontage

Abbildung A-12: Beispielhafter Ablageprozess der Stackmontage für die HT-Elektrolyse



A.16 Komponentenübersicht HTEL-Stack

Komponente	Abbildung	Material	Maße [mm]
EEA		Festelektrolyt (YSZ) jeweils anoden- (lanthanum strontium manganite) & kathodenseitig (nickel–YSZ cermet) beschichtet	200 x 200 x 0,58
Endplatte		Hastelloy X	360 x 280 x 12
Zellrahmen		Ferritischer Edelstahl	260 x 210 x 1,53
Interkonnektor		Legierung (Ferritischer Edelstahl + Cr)	260 x 210 x 0,25
Anoden Kontakt-Schicht		Edelstahlnetz (bspw. Ag)	220 x 200 x 0,5
Kathoden Kontakt-Schicht		Edelstahlnetz (bspw. Ag)	190 x 190 x 0,75
Glass Seal Kathode		Glaskeramik	260 x 210 x 0,15
Glass Seal Anode		Glaskeramik	260 x 210 x 0,15

A.17 Weitere Daten zur Kritikalitätsbetrachtung

Abbildung A-13: Entwicklung der Platin-Beladung im innovativen Szenario

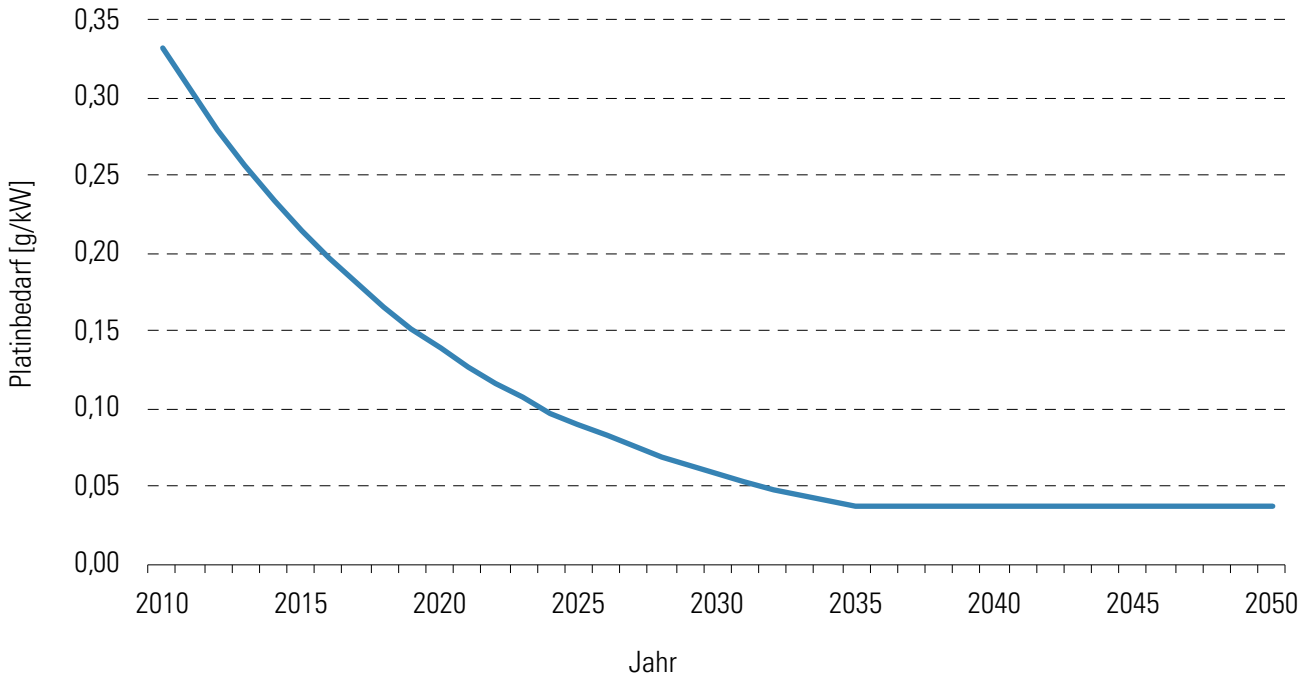


Abbildung A-14: Aus dem innovativen bzw. konservativen Szenario abgeleiteter Platin-Bedarf

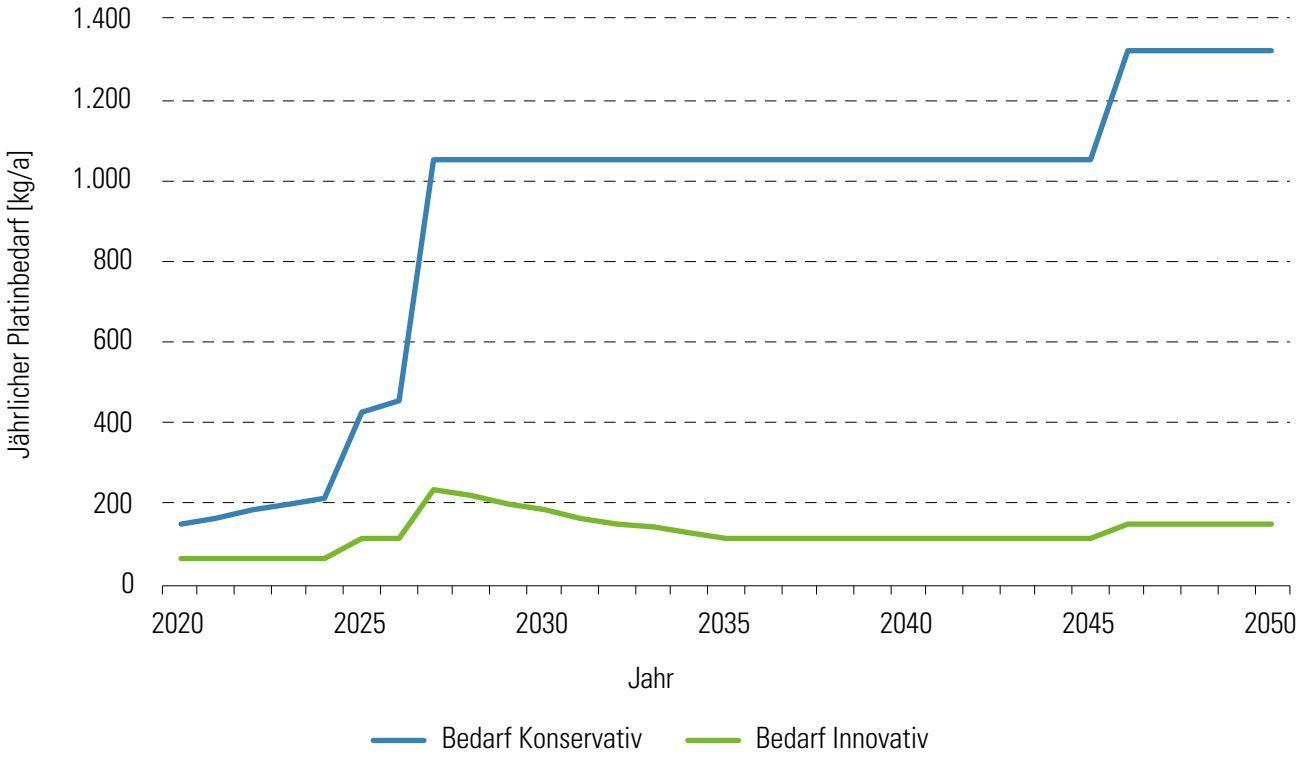


Abbildung A-15: Entwicklung des spezifischen Scandiumbedarfs im innovativen Szenario

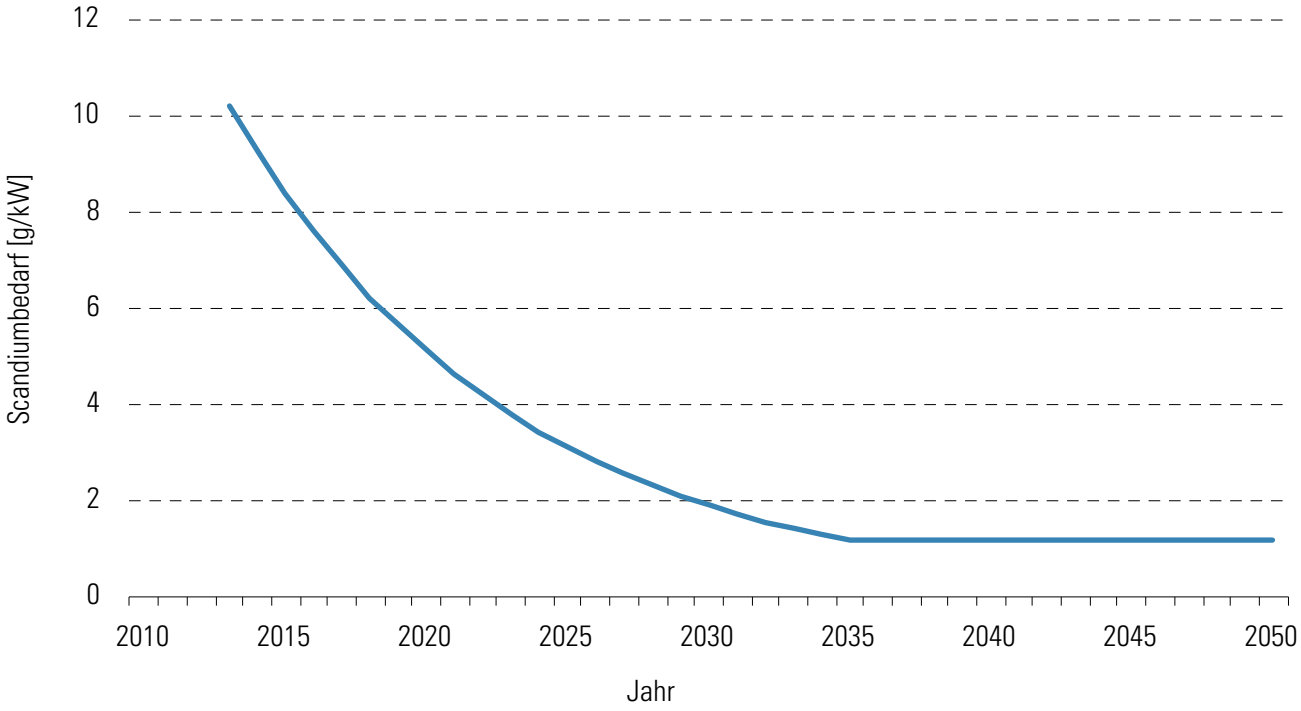


Abbildung A-16: Aus dem innovativen bzw. konservativen Szenario abgeleiteter Scandium-Bedarf

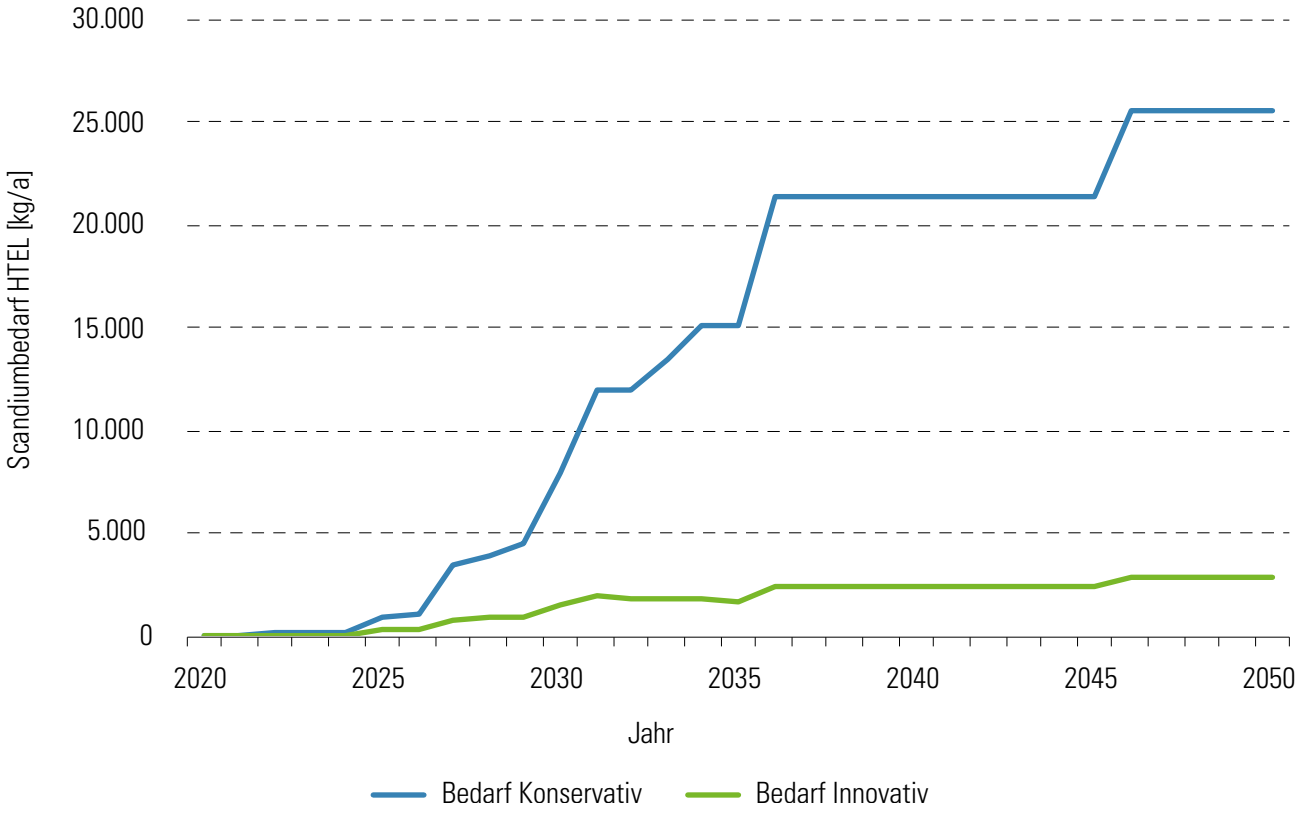


Abbildung A-17: Entwicklung des Titan-Bedarfs im innovativen Szenario

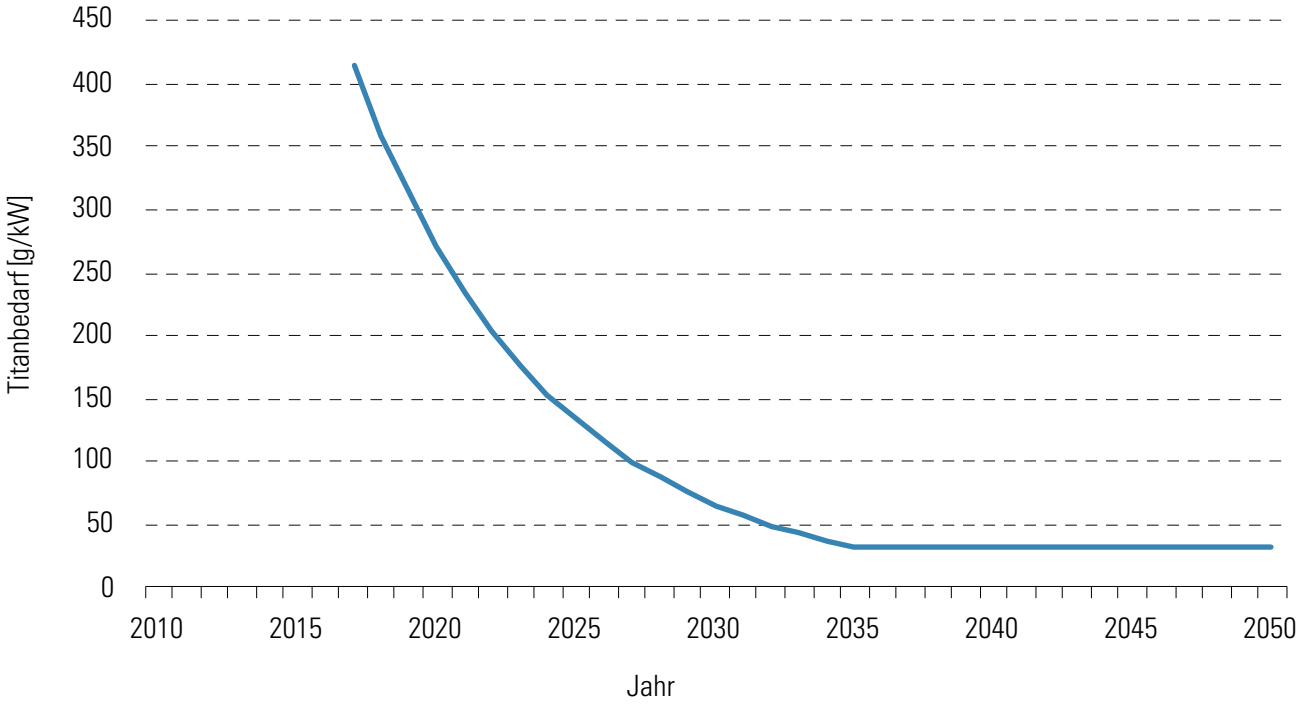
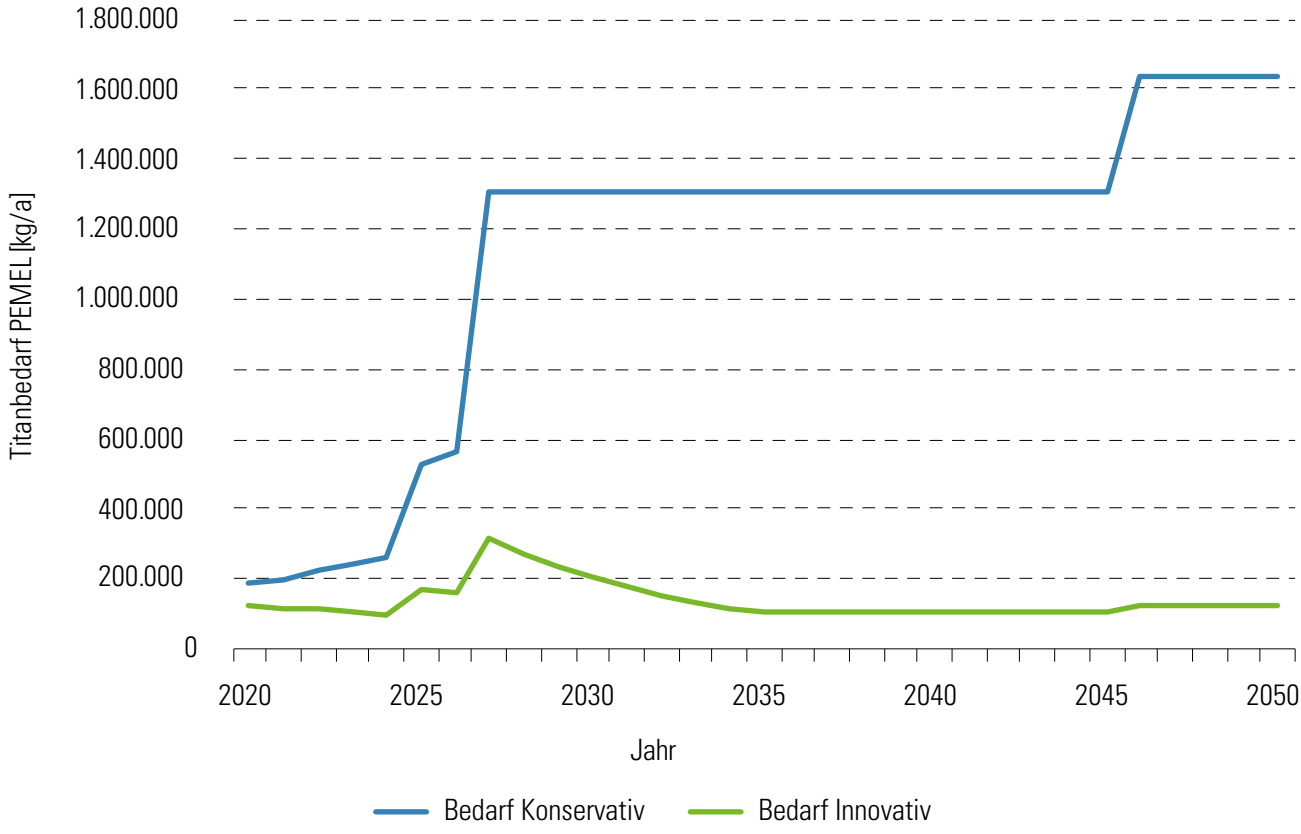


Abbildung A-18: Aus dem innovativen bzw. konservativen Szenario abgeleiteter Titan-Bedarf



A.18 Titanbedarf pro kW PEM-Elektrolyseleistung

Tabelle A 25: Berechnung des Titanbedarfs für Bipolarplatten und Stromverteiler für die PEM-Elektrolyse

System-größe [MW]	Schicht-dicke [cm]	Fläche/ System [cm²]	Volumen/ System [cm³]	Dichte [g/ cm³]	Porosität [%]	Menge/ System [kg]	Titan
Ti-Bipolarplatten							
Konservativ							
0,9	0,3	259.867	77.960	4,5	0	350,8	389,8
9,1	0,3	2.299.621	689.886	4,5	0	3.104,5	341,2
91,9	0,3	20.670.232	6.201.070	4,5	0	27.904,8	303,6
							344,9
Innovativ							
0,9	0,01	259.867	2.599	4,5		11,7	13,0
9,1	0,01	2.299.621	22.996	4,5		103,5	11,4
91,9	0,01	20.670.232	206.702	4,5		930,2	10,1
							11,5
Ti-PTL-Anode							
Konservativ							
0,9	0,1	259.867	25.987	4,5	60	70,2	78,0
9,1	0,1	2.299.621	229.962	4,5	60	620,9	68,2
91,9	0,1	20.670.232	2.067.023	4,5	60	5.581,0	60,7
							69,0
Innovativ							
0,9	0,03	259.867	7.796	4,5	60	21,0	23,4
9,1	0,03	2.299.621	68.989	4,5	60	186,3	20,5
91,9	0,03	20.670.232	620.107	4,5	60	1.674,3	18,2
							20,7
Ti-Gesamt							
Konservativ							413,8
Innovativ							32,2

A.19 Berechnung der Wasserstoff-gestehungskosten

Formel für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten:

$$WGK = \frac{LHV}{\eta_{ges}}\left(\left(\frac{i \cdot (1+i/100)^n}{(1+i/100)^n - 1} + M/O\right)\frac{CAPEX}{VLS} + P_E\right)$$

WGK	Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg]
VLS	Jährliche Volllaststunden in [h/a]
LHV	Heizwert von Wasserstoff in [kWh/kg]
η_{ges}	Nomineller Systemwirkungsgrad in [%] (bezogen auf den LHV)
i	Kalkulatorischer Zinssatz in [%]
n	Abschreibungsperiode – Lebensdauer des Systems in Jahren [a]
M/O	Betriebs- und Instandhaltungskosten (inkl. Wartung und Wiederbeschaffung der Stacks, exkl. Stromkosten) in [%CAPEX/a]
CAPEX	Spez. Investitionskosten des EL-Systems in [€/kW]
P_E	Kumulierter spez. Strompreis in [€/kWh]

Tabelle A-26: Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten in Abbildung 9-3

Nr.	Erläuterung
1	KPIs aus Szenario S3 2017, dargestellte Bandbreite entsteht durch 2.000 bis 3.000 Volllaststunden.
2	Vergütung CO_2 Einsparung (204 g CO_2-Äq/kWh LHV Erdgas) Vergleich basierend auf Ersatz des Heizwertes von Erdgas mit Wasserstoff (33,3 kWh/kg LHV, Annahme 100 % CO_2-frei).
3	2,06 ct/kWh Strom für Netzentgelte (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016, Industriekunden 24 GWh).
4	8,55 ct/kWh Strom für Abgaben, Umlagen und Steuern (BDEW Strompreisanalyse 2018, Industriekunden bis 20 GWh).
5	Indem Wasserelektrolysebetrieb nicht direkt an PV- und Windstrom bzw. an negative Residuallast im Netz gebunden wird, können bspw. 8.000 Volllaststunden (statt angenommenen 2.000 – 3.000) pro Jahr ermöglicht werden, z. B. übergangsweise mittels Herkunftsnachweisen für Grünstrom aus bestehender Wasserkraft.
6	Annahme: Wettbewerbsfähige Wasserstoffpreise an der Zapfsäule von 6 €/kg (Diesel-PKW Verbrauch von 5 l/100 km zu je 1,20 €/l, Brennstoffzellen-PKW Verbrauch von 1 kg/100 km) abzüglich Vertriebs- und Tankstellenkosten von ca. 3 €/kg. Voraussetzung: Markthochlauf BZ-Fahrzeuge und Betankungsinfrastruktur, sowie weiterhin Steuerbefreiung von Wasserstoff als Kraftstoff.
7	Kosten der Dampfreformierung mit 100 t/Tag Wasserstofferzeugung basierend auf FCHJU „Study on Development of Water Electrolysis in the EU" 2014.
8	Vergleich Ersatz Heizwert Erdgas mit Heizwert Wasserstoff, Erdgaspreis Deutschland 2016 für Haushalte 6,5 ct/kWh, für Großabnehmer 3,4 ct/kWh (Eurostat), Heizwert Wasserstoff: 33,3 kWh/kg; Wert von Wasserstoff im Erdgasnetz folglich 1,13 – 2,16 €/kg.

IMPRESSUM

NOW GmbH
Nationale Organisation Wasserstoff-
und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstraße 5
10623 Berlin

+49 (0)30-311 61 16-00
kontakt@now-gmbh.de

AUTORENKONTAKT:

Tom Smolinka
Fraunhofer ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
+49 (0)761-4588 5212
tom.smolinka@ise.fraunhofer.de

STAND:

September 2018

BILDNACHWEIS:

Foto Titelseite: Schwarzenbach-Fotografie.de