Potentialanalyse zu technischer Eignung und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in verschiedenen Anwendungsbereichen der dezentralen/netzfernen Stromversorgung

Ergebnisbericht

E4tech Sàrl für NOW GmbH - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

April 2023





Impressum

#### Herausgeber

E4tech Sàrl Avenue de la Gare 10 1003 Lausanne Schweiz Tel: +41 21 331 15 70 www.e4tech.com

#### Redaktion

E4tech Sàrl Avenue de la Gare 10 1003 Lausanne Schweiz Tel: +41 21 331 15 70 www.e4tech.com

#### Gestaltung

ERM GmbH Siemensstraße 9, 63263 Neu-Isenburg Tel: 06102 2060 www.erm.com

## Stand

April 2023 Bildquellen E4tech Sàrl

In Kooperation mit (fakultativ) NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Fasanenstr. 5 10623 Berlin



#### Im Auftrag des:

\*

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

www.exportinitiative-umweltschutz.de







Ergebnisbericht



# Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde durch E4tech erstellt und stellt eine Einschätzung basierend auf vorliegenden Informationen dar. Es wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der thematischen Weite des Berichts nicht alle Informationen unabhängig verifiziert oder überprüft werden konnten. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Aussagen in diesem Bericht auf nur einer Informationsquelle beruhen. Obwohl im Bericht die Konditionalform entsprechend dem Grad der Unsicherheit von Informationen verwendet wird, sollte dem Leser bewusst sein, dass Nutzung, Berufung auf, oder Entscheidungen basierend auf diesem Bericht ausschließlich in der Verantwortung des Lesers liegen. E4tech übernimmt keinerlei Verantwortung oder Haftung für Schäden, die dem Leser aufgrund der Inhalte dieses Berichts entstehen.

E4tech Sàrl

Avenue de la Gare 10 1003 Lausanne Switzerland Tel: +41 21 561 2816

www.e4tech.com



# Inhaltsverzeichnis

Haftu	ngsausschluss	3
Inhalt	sverzeichnis	Δ
minute		
1 ⊦	Hintergrund	7
2 li	nhalt und Vorgehen der Analyse	9
3 C	Datenaggregation	
3.1	Definition von Anwendungen und Einsatzbereichen (AP 1)	10
3.2	Auswahl und Charakterisierung der Technologien (AP 2)	12
3.3	Ableitung charakteristischer Fokus-Applikationen (AP 3)	17
4 T	۲echno-ökonomische Modellierung (AP 4)	20
4.1	Struktur und Funktionalität des Modells	20
4.2	Sensitivitäts- und Potentialanalyse	25
4.3	4.3 Grenzen und Limitierungen der Modellierung	26
5 F	allbetrachtungen, Ergebnisse und Folgeuntersuchungen	28
5.1	Übergreifende Annahmen der Modellierung	28
5.2	Semistationäre Energieversorgung	
5.3	Netzersatz-/ Back-up-Energieversorgung	44
5.4	Primärenergieversorgung	57
6 Z	Zusammenfassung und Ausblick	72
6.1	Kernergebnisse und deren Interpretation	72
6.2	Gesamtbetrachtung und Schlussfolgerungen	77
6.3	Übergeordnete Aspekte und Ausblick	80



# Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse (engl. alkaline electrolysis)
AEM FC	Anionen-Austauschmembran-Brennstoffzelle (engl. anion-exchange membrane fuel cell)
AFC	Alkalische Brennstoffzelle (engl. alkaline fuel cell)
AP	Arbeitspaket
АТВ	Annual Technology Baseline
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BS	Basisszenario
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Investitionskosten (engl. capital expenditures)
CO <sub>2</sub> / CO2	Kohlenstoffdioxid
d	Tag(e)
DMFC	Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (engl. direct methanol fuel cell)
EE	Erneuerbare Energien
EL	Elektrolyseur
EXI	Exportinitiative Umweltschutz
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
h	Stunde(n)
H <sub>2</sub> / H2	Wasserstoff
H2 ICE	Wasserstoffverbrennungsmotor (engl. hydrogen internal combustion engine)
HT PEM FC	Hochtemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (engl. high temperature polymer electrolyte membrane fuel cell) oder Hochtemperatur-Protonen-Austauschmembran- Brennstoffzelle (engl. high temperature proton exchange membrane fuel cell)
ICE	Verbrennungsmotor (engl. internal combustion engine)
IEA	International Energy Agency
IPCEI	Important Project(s) of Common European Interest



km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
КШК	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Stromgestehungskosten (engl. levelized cost of electricity)
LCOH	Wasserstoffgestehungskosten (engl. levelized cost of hydrogen)
LHV	Unterer Heizwert (engl. low heating value)
Li-Ion	Lithium-Ionen
LT PEM FC	Niedertemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (engl. low temperature polymer electrolyte membrane fuel cell) oder Niedertemperatur-Protonen-Austauschmembran- Brennstoffzelle (engl. low temperature proton exchange membrane fuel cell)
MW	Megawatt
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	(Operative) Betriebskosten (engl. operational expenditures)
PEMEL	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (engl. polymer electrolyte membrane electrolysis) oder Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse (engl. proton exchange membrane electrolysis)
PV	Photovoltaik
SDG	Ziele für nachhaltige Entwicklung (engl. sustainable development goals)
SOEL	Feststoffoxid-Elektrolyse (engl. solid oxide electrolysis)
SOFC	Feststoffoxid-Brennstoffzelle (engl. solid oxide fuel cell)
TRL	Technologiereifegrad (engl. technology readiness level)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (engl. weighted average cost of capital)
Wul	Wartung und Instandhaltung



# 1 Hintergrund

Die vorliegende "Potentialanalyse zu technischer Eignung und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in verschiedenen Anwendungsbereichen der dezentralen/netzfernen Stromversorgung" wurde durch die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) im Rahmen des Förderprogramms "Exportinitiative Umweltschutz" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz beauftragt und von der Firma E4tech Sàrl durchgeführt.

Mit der "Exportinitiative Umweltschutz (EXI)" fördert das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) seit 2016 Projekte, die den Knowhow-Transfer und die Anwendung deutscher Umweltschutz- und Ressourceneffizienztechnologien unterstützen, schwerpunktmäßig in Schwellen- und Entwicklungsländern. Die NOW GmbH verantwortet seit 2021 als Programmgesellschaft der EXI den Themenfokus "Grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien für die dezentrale und netzferne Energieversorgung".

Das mögliche Anwendungsspektrum von grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die dezentrale und netzferne Energieversorgung innerhalb der EXI erstreckt sich über vielfältige Einsatzbereiche und ein breites Spektrum an Leistungsklassen hinweg. Während beispielsweise für Industrieanwendungen vorrangig große Anlagen zur Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff (H2) relevant sind, können insbesondere im Bereich der netzfernen Energieversorgung Systeme im kleinen und mittleren Kilowattbereich einen wichtigen Beitrag zu Umweltschutz und Daseinsvorsorge leisten. Durch die Kopplung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen wie Sonne oder Wind ergeben sich große Potentiale für eine nachhaltige, umwelt- und klimafreundliche dezentrale Energieversorgung. Darin liegt das steigende Interesse von insbesondere Schwellen- und Entwicklungsländern begründet, Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien zur netzfernen und dezentralen Energieversorgung einzusetzen und standardmäßig genutzte, mit fossilen Kraftstoffen betriebene, Generatoren (konventionelle Gensets) zu ersetzen.

Zur Analyse des techno-ökonomischen Potentials der Verwendung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in der netzfernen und dezentralen Energieversorgung wurde die vorliegende Studie beauftragt. Aus den gewonnenen Ergebnissen sollen übergeordnete Erkenntnisse abgeleitet werden, die sowohl der Gestaltung des Förderprogramms als auch der Unterstützung von Zuwendungsempfänger\*innen des Förderprogramms dienen. Ziel ist es, mit der umfassenden Modellierung der techno-ökonomischen Zusammenhänge und dem begleitendem Studienbericht eine zentrale Referenz für das BMUV und die Auftraggeberin zu schaffen. Zu den zentralen Fragen gehören:

 In welchen Anwendungen der (1) semistationären Energieversorgung, (2) Netzersatz-/ Back-up-Energieversorgung und (3) Primärenergieversorgung sind Systeme mit Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und/oder Brennstoffzellen geeignet und im Vergleich mit anderen Technologieoptionen wie konventionellen Diesel-Gensets oder Batteriespeichern mittelfristig wirtschaftlich?



• Von welchen Einflussparametern ist der wirtschaftliche Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in der netzfernen und dezentralen Energieversorgung in welchem Maße (Sensitivitätsanalyse) abhängig und wo liegen die techno-ökonomischen Kipppunkte?

Als Grundlage für den Technologievergleich und die techno-ökonomische Modellierung in dieser Studie sind sowohl technische und wirtschaftliche Daten zu den Systemkomponenten als auch hochaufgelöste Profile des anwendungsspezifischen Energieverbrauchs und des standortspezifischen Energieerzeugungspotentials notwendig. Da der Energieverbrauch eines spezifischen Anwendungsfalls in hohem Maße von den vorliegenden natürlichen Gegebenheiten eines Standorts (z.B. Tag- und Nachtzeiten, Jahreszeiten, Temperatur) abhängt, können der Energieverbrauch und die standortspezifische Energieerzeugung und die entsprechenden Daten nur zusammenhängend betrachtet werden. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit ausreichend hoch aufgelöster, flächendeckender und vergleichbarer Daten zum Energieverbrauch aus dem Ausland, insbesondere aus Schwellen- und Entwicklungsländern, wurden zur Erarbeitung der anwendungsfallspezifischen Energieverbrauchsprofile Standardlastprofile mit Standort Deutschland herangezogen. Sofern verfügbar, können Energieverbrauchs- und Energieerzeugungsprofile sowie weitere Annahmen einzelner individueller Anwendungsfälle, z.B. aus dem Ausland, in die Modellierung eingelesen und eine gesonderte Potentialanalyse durch die Auftraggeberin der vorliegenden Studie durchgeführt werden.



# 2 Inhalt und Vorgehen der Analyse

Im Kontext der eingangs dargestellten Ausgangssituation und Rahmenbedingungen liegt der Gegenstand der durchgeführten Analyse in der Untersuchung techno-ökonomischer Aspekte von stationären Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in unterschiedlichen Anwendungsbereichen der dezentralen Energieversorgung. Das übergeordnete Ziel besteht in der Beantwortung der Fragestellungen, inwiefern und unter welchen Umständen sich der Einsatz derartiger Systeme technisch und wirtschaftlich sinnvoll darstellen lässt. Der Fokus der Betrachtungen liegt hierbei auf dem kurz- und mittelfristigen Zeitraum bis zum Jahr 2026.

Das methodische Vorgehen ist durch eine vorrangig sequenzielle Struktur geprägt, siehe Abbildung 1. Der erste Teil der Untersuchungen – Arbeitspakete (AP) 1 bis 3 – zielt auf die finale Ausgestaltung des Umfangs der Analyse, die Erhebung und Aggregation qualitativer und quantitativer Daten, sowie folglich die Definition und Ausgestaltung der im Rahmen der Modellierung (AP 4) betrachteten Use Cases ab. Letztgenannte erstrecken sich dabei über das Spektrum der übergeordneten Einsatzkategorien von netzfernen Primärenergieversorgungs-, Netzersatz- (Back-up- ) und mobilen bzw. semistationären Energieversorgungsanlagen für den temporären Einsatz hinweg. Das Vorgehen sowie die Auswertung und Interpretation der Ergebnisse der Modellierung und Folgeanalysen wurden daraufhin in einem umfangreichen Abschlussbericht (AP 5) dokumentiert sowie abschließend veröffentlicht (AP 6).



### Abbildung 1: Schematische Darstellung des Vorgehens und der Arbeitspakete



# 3 Datenaggregation

# 3.1 Definition von Anwendungen und Einsatzbereichen (AP 1)

Die Untersuchungen in AP 1 verschaffen einen strukturierten Überblick über die Einsatzbereiche in der dezentralen Stromversorgung und dienen somit als Grundlage für die Folgeanalysen der weiteren Arbeitspakete. Hierfür wurden zunächst konkrete Anwendungsfälle aggregiert und anhand ausgewählter Unterscheidungskriterien qualitativ bewertet.

Die folgenden Charakteristika wurden für jede Anwendungsoption untersucht und beschrieben:

- Strombedarf (Indikation für erforderliche Leistungsklassen)
- Kritikalität der Anwendung und Stromversorgung (auch hinsichtlich Regulatorik)
- Erforderliche Ansprechzeit (relevant für Back-up-Stromversorgung)
- Dynamik des Lastgangs (insbesondere Charakteristik der Lastwechsel)
- Operative und standortspezifische Restriktionen (Platzbedarf, Emissionen, etc.)
- Bedarf bzw. Potential zur Nutzung von Nebenprodukten (insbesondere Abwärme)
- Marktausblick 2026 (zu erwartendes Marktpotential der Anwendungen)
- Vorrangige Lage und Umgebung der Anwendung (Indikation für logistische Anforderungen)

In Summe wurden zehn Archetypen im Sinne übergeordneter Hauptanwendungsbereiche abgeleitet und definiert. Diese erstrecken sich über das gesamte Spektrum der übergeordneten Einsatzkategorien (Primärenergie-, Back-up- und semistationäre Versorgungsanlagen) hinweg, die aufgrund ihrer signifikanten anwendungsspezifischen Unterschiede separat betrachtet werden. In folgender Tabelle 1 werden die genannten zehn Hauptarchetypen übersichtlich dargestellt und anhand ihrer Differenzierungsmerkmale auszugsweise beschrieben.

Arche- typ	Übergeordnete Einsatzkategorie	Bezeichnung	Beschreibung von Haupt- bzw. Differenzierungsmerkmalen
1	Semistationäre Versorgung	Modulare Energiesysteme (beispielsweise für Großbaustellen)	Meist containerbasiert; skalierbar bis in hohe Leistungsklassen; mittel- bis längerfristiger Einsatz; standortspezifische Restriktionen möglich (beispielsweise Platzangebot, Emissionen)
2	Semistationäre Versorgung	Portable Energiesysteme (beispielsweise für Veranstaltungen)	Vergleichsweise geringer Leistungsbedarf; kurz- bis mittelfristiger Einsatz; kompakte Bauweise erforderlich, um Anlagen leicht und flexibel zu transportieren

# Tabelle 1: Übersicht der abgeleiteten übergeordneten Hauptanwendungsbereiche (Archetypen) in der<br/>dezentralen Stromversorgung



Ergebnisbericht

Arche- typ	Übergeordnete Einsatzkategorie	Bezeichnung	Beschreibung von Haupt- bzw. Differenzierungsmerkmalen
3	Netzersatz-/ Back-up- Versorgung	Kritische Infrastrukturen (beispielsweise Krankenhäuser)	Meist reguliert; höchste Anforderungen an Verfügbarkeit; Betriebs- und Systemauslegungen abhängig von anwendungsspezifischen Regularien; kurze Ansprechzeit erforderlich; hoher Wartungsaufwand
4	Netzersatz-/ Back-up- Versorgung	Versorgungsrelevante/ bedeutende kommerzielle Einrichtungen (beispielsweise Datenzentren)	Teilweise reguliert; hohe Anforderungen an Verfügbarkeit, auch aufgrund wirtschaftlicher Interessen; kurze Ansprechzeit erforderlich; erhöhter Wartungsaufwand
5	Netzersatz-/ Back-up- Versorgung	Kommerzielle Einrichtungen (beispielsweise produzierendes Gewerbe)	Verfügbarkeitsanforderungen bestimmt durch ökonomisches Interesse und einhergehende Abwägungen; geringerer Wartungsaufwand
6	Primärenergie- versorgung	Kritische Infrastrukturen (beispielsweise Krankenhäuser)	Meist reguliert; höchste Anforderungen an Zuverlässigkeit und Sicherheit; Kostenorientierung zweitrangig; Betriebs- und Systemauslegungen abhängig von anwendungsspezifischen Regularien
7	Primärenergie- versorgung	Abgelegene Einrichtungen unter anspruchsvollen klimatischen Bedingungen	Charakterisiert durch extreme Umwelt- und Witterungsbedingungen; hohe Technologieanforderungen; meist große Entfernung zu Versorgungszentren und Ballungsgebieten; bemannt oder unbemannt möglich
8	Primärenergie- versorgung	Kontinuierlich operierende Unternehmen oder Einrichtungen	Meist energieintensive Anwendungen/ hohe Leitungsklassen im (vorrangig konstanten) Dauerbetrieb; häufig auch Wärme- und/ oder Kältebedarf



Ergebnisbericht

Arche- typ	Übergeordnete Einsatzkategorie	Bezeichnung	Beschreibung von Haupt- bzw. Differenzierungsmerkmalen
9	Primärenergie- versorgung	Diskontinuierlich operierende Einrichtungen oder Wohn- und Aufenthaltsbereiche	Charakterisiert durch wechselnde bzw. dynamische Lasten, beispielsweise aufgrund diverser Einzelverbraucher; Schwankungen können zyklisch bzw. abhängig von Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit auftreten
10	Primärenergie-/ Back- up-Versorgung	Netzstabilisierung (beispielsweise in Microgrids)	Sonderfall; Zuordnung abhängig von situationsspezifischer Betriebsweise; variierender Leistungs- und Lastwechselbedarf; Ausgleich von volatiler Stromeinspeisung und dynamischen Verbrauchern

# 3.2 Auswahl und Charakterisierung der Technologien (AP 2)

Während im vorangegangenen AP das Spektrum existierender und möglicher Einsatzbereiche in der dezentralen Energieversorgung zunächst unabhängig der im Rahmen dieser Analyse betrachteten Technologieoptionen untersucht wurde, erfolgt nun die Beschreibung eben dieser hinsichtlich technoökonomischer Kennzahlen und Zusammenhänge. Der Fokus liegt hierbei sowohl auf dem aktuellen marktseitigen Stand als auch auf dessen prognostizierter Entwicklung bis zum Jahr 2026.

Die für den späteren Technologievergleich relevanten Energieversorgungssysteme wurden im Rahmen eines systematischen Vorgehens ausgewählt. In Abbildung 2 wird der definierte und den Folgeanalysen zugrundeliegende Optionenraum in Form der dunkelblau hinterlegten Rechtecke dargestellt. Die Auswahl der betrachteten Technologien unterliegt weder einer industriepolitischen Motivation noch etwaigen Präferenzen der an der Potentialanalyse beteiligten Akteure, sondern begründet sich in der allgemein notwendigen Limitierung des Umfangs.

Abgesehen von den betrachteten Diesel-Gensets, welche historisch bedingt in der Regel den anwendungsseitigen Status quo darstellen und folglich als allgemeine Referenz dienen, lag der Schwerpunkt maßgeblich auf nachhaltigen Technologien, die in den fokussierten Leistungsklassen und im betrachteten Zeithorizont absehbar verfügbar sein werden. Weiterhin wurde darauf geachtet, heterogene Technologievarianten, wie Verbrennungsmotoren (ICE), Batterien und Brennstoffzellen (BZ), zu untersuchen und zu vergleichen, um Erkenntnisse über deren spezifische Potentiale, aber auch Limitationen zu erhalten.<sup>1</sup> Um die entsprechende Tiefe und Qualität der Untersuchungen zu gewährleisten, wurde dabei von der Betrachtung der Hochtemperatur-Protonen-Austauschmembran-(HT PEM FC) sowie der Anionen-Austauschmembran-Brennstoffzelle (AEM FC) abgesehen. Diese verfügen in gewissen Anwendungsbereichen und unter gewissen Umständen zwar über relevantes

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Für die Feststoffoxid-Brennstoffzelle (SOFC) wurde im Rahmen der vorliegenden Potentialanalyse ausschließlich der Wasserstoffbetrieb betrachtet.



Potential, werden im fokussierten Zeitraum aufgrund ihres vergleichsweise geringen Technologiereife-(TRL) und Industrialisierungsgrads jedoch eine untergeordnete Rolle im Markt der dezentralen Energieversorgung spielen. Ebenso wurden die alkalische (AFC) und die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC) nicht in die spätere Modellierung integriert, da für Erstgenannte im Allgemeinen eine nur geringe Marktdurchdringung erwartet wird,<sup>2</sup> wohingegen existierende und künftig erwartete Derivate von Methanol-basierten Brennstoffzellen lediglich den unteren Teilbereich des zu untersuchenden Leistungsspektrums von zehn Kilowatt (kW) bis zu einem Megawatt (MW) abdecken.<sup>3</sup>



#### Abbildung 2: Umfang der betrachteten Technologien zur Energieerzeugung

Bei der Bereitstellung von Wasserstoff lag der Fokus neben der möglichen Anlieferung auch auf der Produktion vor Ort und verschiedenen Elektrolyseverfahren<sup>4</sup> auf der Basis von EE, wie Photovoltaik (PV) und Onshore-Wind. Die mögliche Wasserstoffbereitstellung über einen Pipeline-Anschluss wurde aufgrund des diesbezüglich nur sehr geringen erwarteten Potentials im betrachteten Zeithorizont bis

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Entsprechende Marktdaten und -prognosen können dem jährlich veröffentlichten <u>Fuel Cell Industry Review</u> der Autoren des vorliegenden Berichts entnommen werden.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Die Untersuchung der genannten, zunächst ausgeschlossenen Brennstoffzellentechnologien ist durch die entsprechende Anpassung der Inputdaten des Modells künftig dennoch möglich – aus diesem Grund wurden die AFC- und DMFC-Technologie hinsichtlich ihrer technologischen Kenndaten ergänzend beschrieben.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Die verschiedenen dargestellten Elektrolysearten wurden im Rahmen von AP 2 vollständig charakterisiert, im Zuge der späteren Modellierung jedoch nur die alkalische Elektrolyse (AEL) betrachtet, da die Anwendung generischer Technologiedaten zu einer Scheingenauigkeit und Fehlinterpretationen führen kann. Über die Anpassung der Inputparameter können die jeweiligen Elektrolysetechnologien jedoch künftig dediziert betrachtet werden.



2026 von den Untersuchungen ausgeschlossen. Gleiches gilt für die jeweiligen Erzeugungspfade der Plasmalyse sowie der Biomasse- und Reststoffverwertung. Weiterhin hätte deren Integration zu einem Zielkonflikt zwischen Breite, Tiefe und folglich der Komplexität und Qualität der Modellierung sowie ihrer Ergebnisse geführt. Der abgestimmte technologische Umfang der analysierten Wasserstoffversorgungspfade wird analog anhand der dunkelblauen Rechtecke in Abbildung 3 dargestellt.



### Abbildung 3: Umfang der betrachteten Technologien zur Energieerzeugung

Für den abgeleiteten und soeben dargestellten technologischen Optionenraum der weiteren Analysen erfolgte im nächsten Schritt die Aggregation und Konsolidierung technischer und wirtschaftlicher Daten und Kennzahlen. Um dabei Transparenz sowohl über die aktuelle als auch künftige Marktsituation zu erhalten, wurden entsprechende Technologie- und Kostenentwicklungen über den genannten Betrachtungshorizont bis 2026 hinweg untersucht. Die im Rahmen dieses AP untersuchten und beschriebenen technischen und wirtschaftlichen Parameter können Tabelle 2 entnommen werden.

Kategorie	Parameter
Investitionskosten (CAPEX)	Besonderheit bei der BZ: CAPEX des Systems und des Stacks sowie Lebensdauer des Systems und des Stacks
	Für alle Technologien: CAPEX des Systems (bei Wasserstoffsystemen ergänzend bzw. separater Ausweis des Kompressors); Lebensdauer des Systems sowie CAPEX und Lebensdauer der Brennstoff- bzw. Energiespeicher

#### Tabelle 2: Übersicht untersuchter und beschriebener techno-ökonomischer Parameter



Kategorie	Parameter
Operative Betriebskosten (OPEX) – Energieeinsatz	<ul> <li>BZ: Wasserstoffgestehungskosten (LCOH) bei der Produktion vor Ort,</li> <li>Wasserstoff(kauf)preis bei Anlieferung</li> <li>Elektrolyse vor Ort: Stromgestehungskosten (LCOE) der PV- oder Windanlage;</li> <li>Wasser- und Aufbereitungskosten, Energieverbrauch des Kompressors</li> <li>Alle Technologien: Brennstoff- bzw. Energiekosten; gegebenenfalls</li> <li>Brennstofflieferkosten</li> </ul>
OPEX– Betrieb und Wartung	EE-Erzeugung: Last- bzw. Kapazitätsfaktor Elektrolyse vor Ort (Verdichtung und Speicherung): Spezifische Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten (Wul-Kosten) für Kompressor und Wasserstoffspeicher Alle Technologien: Elektrischer und gegebenenfalls thermischer Wirkungsgrad; spezifische Betriebs- und Wul-Kosten
Dimensionierung	Alle Technologien: Spezifische gravimetrische und volumetrische Leistungs- und Energiedichten auf Systemebene (gegebenenfalls inklusive Brennstofftank bzw. Energiespeicher)
Weitere technische Merkmale (qualitative Beschreibung)	Alle Technologien: TRL; Skalierbarkeit; dynamisches Ansprechverhalten (insbesondere in Bezug auf Lastwechsel); Kaltstartfähigkeit; Anfälligkeit gegenüber Umweltbedingungen (insbesondere Temperatur und Feuchtigkeit); weitere relevante technische Anforderungen (beispielsweise Kühlungsbedarf); anfallende Nebenprodukte (insbesondere Abwärme)

Entsprechend den durchgeführten Untersuchungen werden im Folgenden einige Ergebnisse zur künftigen Entwicklung von verschiedenen Wasserstoff- und Brennstoffzellensystemkomponenten hinsichtlich Investitionskosten, Lebensdauer und Wirkungsgraden auszugweise dargestellt sowie eine Einschätzung zu den künftigen Preisen von Wasserstoff sowie den dessen Produktion zugrundeliegenden Stromgestehungskosten gegeben. Die Prognosen basieren dabei sowohl auf frei zugänglichen Quellen, wie beispielsweise Veröffentlichungen des "Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking" (FCH JU)<sup>5</sup>, als auch auf dem konsolidierten Branchenwissen der Autoren dieses Berichts.

### Investitionskosten

Allgemein basieren die für die Modellierung angenommenen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme und Elektrolyseure (EL) auf steigenden Volumenprognosen und zugehörigen Lernraten. Signifikante produktionsseitige Verbesserungen oder gar Technologiesprünge, die diese Kosten perspektivisch deutlich reduzieren können, werden im betrachteten Zeithorizont nicht erwartet. Folglich wurden mögliche Absatzzahlen und Marktvolumina auf Basis von Experten- und Herstellereinschätzungen abgeleitet und entsprechende Kostenreduktionen unter Berücksichtigung anerkannter Veröffentlichungen interpoliert und abgebildet. Die auf diese Weise für das Jahr 2026 prognostizierten CAPEX der betrachteten Brennstoffzellensysteme beruhen auf der Annahme, dass die

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Heute fortgeführt unter dem Namen "Clean Hydrogen Joint Undertaking".



Zielvorgaben des FCH JU von 1.500 bis 4.000 Euro (€) pro kW<sup>6</sup> erreicht bzw. aufgrund beschleunigter Entwicklungen sogar unterboten werden können.<sup>7</sup>

## Lebensdauer und Wirkungsgrade

Es ist allgemein hervorzuheben, dass die für die Modellierung berücksichtigten Lebensdauern und Wirkungsgrade von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren bis 2026 tendenziell unter den FCH-JU-Zielen für 2030 liegen und sich in der Größenordnung der entsprechenden Richtwerte für 2024 befinden.<sup>7</sup>

So liegen die angenommenen Standzeiten von Brennstoffzellenanlagen für den Betrachtungshorizont bis 2026 in einem Bereich von zehn bis 20 Jahren auf Systemebene und in einer Spanne von 45.000 bis 60.000 Betriebsstunden (h) für die Stacks.<sup>8</sup> Analog werden für Elektrolyseure 20 Jahre auf Systemebene und 75.000 Betriebsstunden für die Stacks prognostiziert, was beispielsweise den techno-ökonomischen Einschätzungen von Deloitte bis 2030 nahekommt.<sup>9</sup> Anderweitige Prognosen, wie die der "International Energy Agency" (IEA), gehen für AEL-Stacks im gleichen Betrachtungshorizont von leicht höheren Lebensdauern von 90.000 bis 100.000 Betriebsstunden aus.<sup>10</sup>

Bezüglich der Effizienz von Brennstoffzellen wird angenommen, dass der elektrische Wirkungsgrad bis 2026 auf 45 bis 50 Prozent – bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) und folglich ohne die Berücksichtigung der bei der potenziellen Kondensation des Wasserdampfes freigesetzten Energie – und der thermische Wirkungsgrad auf ca. 40 Prozent (LHV) ansteigen wird. Diese Werte liegen wieder innerhalb des vom FCH JU angegebenen Zielbereichs für 2024. Weiterhin wurde der elektrische Wirkungsgrad für die AEL bis 2026 auf 65 Prozent (LHV) geschätzt. Dies entspricht dem unteren Ende der von der IEA für 2030 prognostizierten Spanne von 65 bis 71 Prozent (LHV).<sup>10</sup>

### Wasserstoff- und Stromgestehungskosten

Die künftigen Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff sind schwer zu determinieren, da sie von einer Vielzahl von Faktoren und Rahmenbedingungen abhängen, wie Strompreisen, technologiespezifischen CAPEX sowie der Effizienz und den Volllaststunden des jeweils eingesetzten Elektrolyseurs. In diesem Kontext wird für die Basiskalkulation des Modells zunächst von einem Preis für grünen Wasserstoff von 4,5 € je Kilogramm (kg) im Jahr 2026 ausgegangen, welcher in den Folgeanalysen jedoch variiert und weitergehend untersucht wird.<sup>11</sup> Die Einschätzungen von Deloitte für die Produktionskosten von grünem Wasserstoff liegen wiederum bei 2,5 bis 2,9 €/kg für das Jahr 2030.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> FCH-JU-Kennzahlen zum Stand der Technik und diesbezüglich künftiger Entwicklungen: "FCH-JU-Targets"

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Die angegebene Spanne bezieht sich auf alle untersuchten Brennstoffzellentechnologien.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Dies entspricht ungefähr dem <u>FCH-JU-Ziel</u> von acht bis 20 Jahren bzw. 60.000 Stunden für 2024 und liegt unter dem Richtwert für 2030 von 15 bis 20 Jahren bzw. 80.000 Stunden.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Deloitte-Bericht: <u>Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers</u>, 2021.

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> IEA-Bericht: <u>The Future of Hydrogen</u>, 2019.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Der hier beschriebene angenommene Wasserstoffpreis ist lediglich für die Anlieferung relevant – für Systeme mit lokaler Erzeugung wird dieser Use-Case-spezifisch im Rahmen der Modellierung bestimmt.



# 3.3 Ableitung charakteristischer Fokus-Applikationen (AP 3)

Die realitätsnahen Fallbetrachtungen der Modellierung basieren auf identifizierten Fokus-Applikationen – im Allgemeinen auch als Use Cases bezeichnet – die für den künftigen Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien "charakteristisch" sind bzw. bei denen dieser vielversprechend erscheint.

Mit Hilfe einer eigens entwickelten und abgestimmten Scoring-Systematik sowie weiterer Experteneinschätzungen und -bewertungen konnten schließlich die zehn vielversprechendsten Use Cases als Grundlage für die Modellierung definiert werden, welche folgender Tabelle 3 zu entnehmen sind. Die Nummerierung sowie die jeweils in Spalte 3 in eckigen Klammern ausgewiesenen Langversionen der Bezeichnung der Use Cases basieren auf der soeben erwähnten methodischen Herleitung und Definition der identifizierten Fokus-Applikationen. Sofern dabei der Begriff "kritisch" verwendet wird, wie es bei einigen Use Cases der Back-up- und der Primärenergieversorgung der Fall ist, handelt es sich um Anwendungen in kritischen Infrastrukturen. Insbesondere im Fall der Back-up-Leistung können diese weiterhin regulatorischen Vorgaben unterliegen, die den Betrieb oder auch ökosystemseitige Rahmenbedingungen regeln bzw. bestimmen, wie ebenso im Folgenden ausgewiesen wird.

Use Case #	Übergeordnete Einsatzkategorie / Art des Energiesystems	Use Case bzw. Fokus- Applikation [Langversion der Bezeichnung]	Beispiele	Annahmen
1.2	Semistationäre Energieversorgung	Temporäre Stromversorgung [Temporäre, variable Leistung in städtischen bzw. besiedelten Gebieten]	Längerfristige (Groß- )Baustellen und (Groß- )Veranstaltungen, Neubauten (vorrübergehend) ohne Netzanschluss, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge ohne (ausreichenden) Netzanschluss	Nur Betrachtung des <b>Strombedarfs</b>
1.7	Semistationäre Energieversorgung	Temporäre Kraft-Wärme- Kopplung-(KWK)- Versorgung [Temporäre, vorrangig konstante KWK in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Katastrophenschutz, Neubauten (vorrübergehend) ohne Netzanschluss und Wärmeversorgung (Wohnquartiere)	Betrachtung des <b>Strombedarfs</b> und ergänzender <b>Wärmenutzung</b>

# Tabelle 3: Übersicht und Beschreibung der zehn ausgewählten Fokus-Applikationen (Use Cases) für die anschließende Modellierung



Use Case #	Übergeordnete Einsatzkategorie / Art des Energiesystems	Use Case bzw. Fokus- Applikation [Langversion der Bezeichnung]	Beispiele	Annahmen	
3.1	Netzersatz-/ Back-up- Energieversorgung	Kritische, regulierte Back- up-Leistung [Kritische, regulierte, vorrangig konstante Back- up-Leistung für längere Zeiträume in städtischen bzw. besiedelten Gebieten]	Krankenhäuser, Polizei- und Feuerwehrstationen, staatliche Einrichtungen, Überwachungsanlagen, Umspannwerke	Nur Betrachtung des <b>Strombedarfs,</b> Nutzung potenzieller Abwärme irrelevant	
4.1	Netzersatz-/ Back-up- Energieversorgung	Kritische, nicht regulierte Back-up-Leistung [Kritische, nicht regulierte, vorrangig konstante Back-up- Leistung in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Daten- und Rechenzentren, Telekommunikationsmasten, produzierendes Gewerbe für versorgungsrelevante Produkte	Nur Betrachtung des <b>Strombedarfs,</b> Nutzung potenzieller Abwärme irrelevant	
5.2	Netzersatz-/ Back-up- Energieversorgung	Normale Back-up- Leistung [Mäßig kritische, vorrangig tagsüber benötigte Back-up- Leistung in städtischen bzw. besiedelten Gebieten]	Ausgewählte Bürokomplexe und Bildungszentren, versorgungskritische Supermärkte und Einkaufszentren	Nur Betrachtung des <b>Strombedarfs,</b> Nutzung potenzieller Abwärme irrelevant	
6.3	Primärenergieversorgung	Kritische konstante Stromversorgung [Kritische, vorrangig konstante Leistung in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Daten- und Rechenzentren, Telekommunikationsmasten, Umspannwerke, Monitoringsysteme für On- und Off-shore- Windkraftanlagen, Überwachungsanlagen	Nur Betrachtung des <b>Strombedarfs</b>	
6.5	Primärenergieversorgung	Kritische konstante KWK- Versorgung [Kritische, vorrangig konstante KWK in städtischen bzw. besiedelten Gebieten]	Krankenhäuser, Polizei- und Feuerwehrstationen, staatliche Einrichtungen	Betrachtung des <b>Strombedarfs</b> und ergänzender <b>Wärmenutzung</b>	



Use Case #	Übergeordnete Einsatzkategorie / Art des Energiesystems	Use Case bzw. Fokus- Applikation [Langversion der Bezeichnung]	Beispiele	Annahmen
8.4	Primärenergieversorgung	Gewerblich-industrielle KWK-Versorgung [Gewerbliche KWK mit potenzieller Nutzung von Nebenprodukten in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Chemiestandorte, versorgungsrelevante Produktionsbetriebe (beispielsweise in der Pharma- und Lebensmittelindustrie)	Betrachtung des <b>Strombedarfs</b> und ergänzender <b>Wärmenutzung</b>
9.2	Primärenergieversorgung	KWK-Versorgung für Haushalte [Wohngebäude mit KWK in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Inselnetze einschließlich netzferner Haushalte oder kleiner Siedlungen, beispielsweise auch für den vorübergehenden Aufenthalt (Urlaubsunterkünfte, etc.)	Betrachtung des <b>Strombedarfs</b> und ergänzender <b>Wärmenutzung</b>
9.4	Primärenergieversorgung	Öffentlich-gewerbliche KWK-Versorgung [Vorrangig tagsüber benötigte KWK in ländlichen bzw. abgelegenen Gebieten]	Netzferne bzw. abgelegene Bürokomplexe, Bildungszentren und versorgungsrelevante Einkaufszentren	Betrachtung des <b>Strombedarfs</b> und ergänzender <b>Wärmenutzung</b>



# 4 Techno-ökonomische Modellierung (AP 4)

Wie bereits im einleitenden Teil des vorliegenden Berichts formuliert, besteht das übergeordnete Ziel der Analyse in der Beantwortung der Fragestellungen, in welchen Anwendungsbereichen und unter welchen Rahmenbedingungen sich der Einsatz von (semi-)stationären Wasserstoff- und Brennstoffzellensystemen gegenüber anderen nachhaltigen und konventionellen Technologien als vorteilhaft erweist bzw. dies künftig sein kann. Nachdem in der zuvor beschriebenen ersten Phase der Potentialanalyse (AP 1 bis 3) entsprechende Voruntersuchungen durchgeführt und der Betrachtungshorizont definiert wurden sowie die umfangreiche Datenaggregation für den Technologievergleich und diesbezüglich relevanter Use Cases erfolgte, werden nun der Aufbau, die Funktionalität und die Grenzen des in AP 4 entwickelten Modells beschrieben. Dessen Schwerpunkt liegt auf dem neutralen und ganzheitlichen Vergleich von technologischen Konzepten für die dezentrale Energieversorgung und weniger auf der detaillierten Abbildung spezifischer existierender Derivate. Wie bereits erwähnt, sind derartige Einzelfall- oder auch Standortbetrachtungen mithilfe entsprechender Anpassungen der Inputparameter im Rahmen der künftigen Anwendung des Modells dennoch möglich.

# 4.1 Struktur und Funktionalität des Modells

## 4.1.1 Zielgrößen und Grundlagen

Um dem Analysevorhaben und folglich dem zahlenbasierten Technologievergleich nachzukommen, bestehen die Zielstellung bzw. die Zielgrößen der techno-ökonomischen Modellierung aus der Kalkulation und Ableitung von Gesamtsystemkosten sowie resultierenden spezifischen Stromgestehungskosten der betrachteten Technologieoptionen, die in AP 2 ausgewählt und beschrieben wurden.

Im Mittelpunkt der Untersuchungen stehen dabei die zehn Fokus-Applikationen, welche sich über die übergeordneten Einsatzkategorien der Primär-, Back-up- und semistationären Energieversorgung hinweg erstrecken sowie in AP 3 hergeleitet und definiert wurden. Da der Technologievergleich für jeden Use Case separat erfolgt, wurden jeweils spezifische Last- bzw. Verbrauchsprofile für Strom und gegebenenfalls Wärme erarbeitet und den Fokus-Applikationen zugrunde gelegt. Diese basieren auf validierten, öffentlich zugänglichen Quellen, wie beispielsweise den Standardlastprofilen für Strom des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), und wurden entsprechend standardisiert und normiert. Im Ergebnis liegen die Verbrauchsprofile jeweils in einer stündlichen Auflösung über ein gesamtes Referenzjahr hinweg vor, welche aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen den Standort Deutschland fokussieren.

## 4.1.2 Übergeordnete Annahmen und Prämissen

Für die modellbasierten Betrachtungen im Rahmen der vorliegenden Potentialanalyse wurden wesentliche Annahmen seitens des Projektkonsortiums in Abstimmung mit der NOW in Form eines Basisszenarios (BS) spezifiziert. Hierbei ist hervorzuheben, dass der Fokus der Untersuchungen und folglich der in Kapitel 5 dargestellten Ergebnisse auf dem Zeithorizont um das Jahr 2026 liegt. Im Folgenden werden die wesentlichen übergeordneten sowie einige spezifische, in der Regel über alle Use Cases hinweg als konstant angenommene Parameter aufgeführt:



- Der elektrische Spitzenleistungsbedarf (Anwendungsseite) beträgt 100 kW.
- Für den übergreifenden Technologievergleich wird die Niedertemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (LT PEM FC, ohne KWK) für die Back-up-Use-Cases sowie die SOFC im Falle der semistationären und der fest installierten Primärenergieversorgung zugrunde gelegt.<sup>12</sup>
- Die Kosten für grünen Wasserstoff im Falle der Anlieferung liegen bei 4,5 €/kg.
- Die entsprechenden spezifischen Anlieferungskosten für Wasserstoff betragen 0,55 €/kg, je 100 Kilometer (km).<sup>13</sup>
- Für die Dieselversorgung wurde von einem Preis von 1,9 € je Liter (I) ausgegangen die entsprechenden Lieferkosten betragen 0,04 €/I, je 100 km<sup>13</sup>.
- Die Anlieferungsdistanz zum nächstgelegenen Versorgungszentrum beträgt 300 km.
- Die Überholungs- bzw. Instandsetzungskosten für Diesel-Gensets und Wasserstoffverbrennungsmotoren (H2 ICE) betragen 50 Prozent der CAPEX, fällig nach Ablauf der durchschnittlichen, im Modell zugrunde gelegten Lebensdauer bzw. Standzeiten.
- Die Kosten für den notwendigen Austausch der Elektrolyseur- und Brennstoffzellenstacks sind als separater Posten in den Kapitalkosten des Modells enthalten.
- Der minimale Füllstand der Brennstofftanks bzw. -speicher, ab welchem diese (durch Anlieferung) wieder befüllt werden, beträgt zehn Prozent der Gesamtspeicherkapazität.
- Der angenommene Erdgaspreis f
  ür die kalkulatorische Integration der Abwärmenutzung im Sinne eingesparter Heizkosten betr
  ägt – bis auf Use Case 9.2 (KWK-Versorgung f
  ür Haushalte), bei dem 0,06 € je Kilowattstunde (kWh) zugrunde gelegt wurden – 0,03 €/kWh f
  ür Industriekunden, was den Eurostat-Durchschnittswerten des ersten Halbjahres von 2021 entspricht.
- Für fest installierte Primärenergieversorgungsanlagen wurde eine jährliche Auslastungs- bzw. Verwendungsrate von 100 Prozent und für semistationäre Systeme von 70 Prozent angenommen, wodurch Letztgenannte nur 70 Prozent des jährlichen Gesamtenergiebedarfs – resultierend aus den Verbrauchsprofilen der Use Cases – abdecken müssen.
- Die Auslastung der Notstrom- bzw. Back-up-Anlagen ergibt sich aus dem Produkt der angenommenen Ausfallrate des Primärenergiesystems (ein Ausfall je Monat) und der durchschnittlichen Ausfalldauer (drei Stunden) – die Werte können in der künftigen Anwendung des Modells entsprechend angepasst werden.

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Den Industrie- und Fachkenntnissen des Projektkonsortiums folgend nimmt die SOFC in vielen stationären Anwendungsbereichen eine dominierende Stellung gegenüber der PEM-Technologie ein. Aufgrund ihres hohen TRL, der besseren Stack-Standfestigkeit, des hohen Potentials zur Abwärmenutzung und ebenso der Kostenvorteile im KWK-Einsatz (gegenüber der PEM-KWK-Brennstoffzelle, siehe Abschnitt 4.1.3.1) wird die SOFC erwartungsgemäß auch in absehbarer Zeit den Markt der dezentralen (semi-)stationären Primärenergieversorgung prägen. Die LT PEM FC (ohne KWK) erweist sich aufgrund ihrer kürzeren Startzeiten und ihres dynamischeren Ansprechverhaltens wiederum als bevorzugte Referenztechnologie für Notstromaggregate, auch weil in diesem Anwendungsbereich die Nachteile hinsichtlich der Stack-Lebensdauer und des Abwärmenutzungspotentials weniger relevant sind.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Potenzielle Skaleneffekte wurden hierbei nicht berücksichtigt – die spezifischen Anlieferungskosten können jedoch als Inputparameter bei der Anwendung des Modells bedarfsgerecht angepasst werden.



 Der implementiere Kapitalrückflussfaktor, welcher der kalkulatorischen, gleichmäßigen Verteilung der punktuell anfallenden Investitionskosten auf jährliche Annuitäten über die Lebensdauer der Systeme hinweg dient, basiert auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) in Höhe von 7,5 Prozent, welche vergleichbaren Investitionen in EE sowie den erwarteten Standzeiten der Komponenten der Energieversorgungssysteme entsprechen.

## 4.1.3 Bestandteile und Herleitung der Stromgestehungskosten

Nachdem bis hierhin die übergeordneten Rahmenbedingungen sowie die Use-Case-übergreifenden Annahmen der Modellierung dargestellt wurden, erfolgt nun, aufbauend auf den Ausführungen zu AP 2 in Kapitel 3.2, die weiterführende, auszugsweise Beschreibung und Darstellung der zugrunde gelegten, vorrangig generischen Technologiedaten. Hierbei handelt es sich um die jeweiligen CAPEX und OPEX, welche sich ebenso auf den Zeitraum um das Jahr 2026 beziehen, und folglich deren Beitrag bzw. Einfluss auf die resultierenden LCOE der Energiesysteme.

## 4.1.3.1 CAPEX der betrachteten Technologieoptionen

Die jeweiligen Investitionskosten basieren auf den Systemgrößen der Anlagen – die, wie in Abschnitt 4.1.4 vertiefend beschrieben, über den Use-Case-spezifischen maximalen Leistungsbedarf oder den Optimierungsprozess ermittelt werden – sowie den Kosten für den notwendigen Austausch von Hardwarekomponenten, siehe wiederum in Abschnitt 4.1.2. Wie dort ebenso erläutert, ergeben sich die kalkulatorischen gleichmäßigen Annuitäten auf Basis des Kapitalrückflussfaktors, der wiederum auf dem WACC und der Laufzeit bzw. der Lebensdauer der einzelnen Systemkomponenten basiert. Mögliche anlagengrößenspezifische Skaleneffekte wurden durch die CAPEX-Bandbreiten berücksichtigt, welche in folgender Tabelle 4 dargestellt werden. Entsprechende lokale Diesel- und Wasserstoffspeicher sind im Zuge der Modellbetrachtungen wiederum von den Skaleneffekten ausgeschlossen, da sie als modulare Anlagen kalkuliert bzw. optimiert werden. Folglich bleiben die spezifischen Stückkosten für diese Technologien über alle Systemgrößen hinweg konstant.

Weiterhin werden in Tabelle 4 drei Brennstoffzellensystemkonfigurationen dargestellt – die LT PEM FC, die LT PEM KWK sowie die SOFC KWK. In Erstgenannter sind die erforderlichen KWK-Komponenten, wie der Wärmetauscher und jene für die weitere Wärmeintegration, irrelevant und folglich als Kostenbestandteile ausgeschlossen. Aus diesem Grund sollte die Technologie der LT PEM FC (ohne KWK) stets den untersuchten Fokus-Applikationen der Notstromversorgung zugrunde gelegt werden, da sich die Abwärmenutzung aufgrund der in diesen Fällen sehr geringen jährlichen Systemauslastung als wirtschaftlich unattraktiv erweist, wie bereits in Abschnitt 4.1.2 festgehalten.



Ergebnisbericht

	PV	Wind	Lithium- Ionen- Batterie <sup>14</sup>	Elektrolyseur	SOFC KWK <sup>15</sup>	LT PEM FC <sup>15</sup>	LT PEM KWK <sup>15</sup>	Diesel- Genset	H2 ICE
10 kW [€/kW]	1.400	1.000	1.236	870	1.100	1.200	1.900	925	1.050
100 kW [€/kW]	1.100	1.000	1.236	610	1.100	870	1.400	785	950
1.000 kW [€/kW]	1.100	1.000	314	430	1.000	740	1.300	660	850
Konstanter CAPEX- Kostenfaktor – 10 kW [€]			4.315						
Konstanter CAPEX- Kostenfaktor – 100 kW [€]			4.315						
Konstanter CAPEX- Kostenfaktor – 1.000 kW [€]			204.606						
Lebensdauer [Jahre]	32,5	22,5	15	20	10	20	10	10	10

#### Tabelle 4: Spezifische CAPEX und Standzeiten der betrachteten Technologieoptionen

Der ausgewiesene Kostenunterschied zwischen den LT-PEM-Systemen mit und ohne KWK ergibt sich einerseits, wie bereits beschrieben, durch die Berücksichtigung von Wärmeintegrationselementen und andererseits durch die vergleichsweise höheren Stückzahlen, die für den Bereich der Notstromversorgung für das Jahr 2026 angenommen wurden und folglich einhergehender realisierbarer Skaleneffekte. Demgegenüber werden für die SOFC, die aufgrund ihres Temperaturpotentials ausschließlich als KWK-System abgebildet wird, keine anlagengrößenbasierten Skaleneffekte und somit signifikanten Kostensenkungen erwartet, bedingt durch deren unelastische Montagekosten der keramikbasierten Stacks.<sup>15</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Die ausgewiesenen spezifischen Systemkosten für stationäre Lithium-Ionen-Batteriecontainer entstammen der <u>National Renewable Energy Laboratory's (NREL) Annual Technolog Baseline (ATB)</u> und beruhen auf folgender Gleichung: [€] = Batteriekapazität [kWh] \* spezifische Kosten Energiegehalt [€/kWh] + Batterieleistung [kW] \* spezifische Kosten Leistung [€/kW] + konstanter Kostenfaktor [€]

Obwohl der konstante CAPEX-Kostenbeitrag für das 1.000-kW-System sprunghaft ansteigt, wird dies durch einen geringeren variablen Kostenanteil (314 vs. 1.236 €/kW) ausgeglichen und spiegelt die vergleichsweise höheren geschätzten Basiskosten für große Anlagen wider.

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> Die ausgewiesenen Werte für die Brennstoffzellentechnologien basieren unter anderem auf der <u>Wertschöpfungskettenstudie des FCH JU</u> aus dem Jahr 2019.



# 4.1.3.2 OPEX der betrachteten Technologieoptionen

Wie bereits in Kapitel 3.2 aufgezeigt, untergliedern sich die in der Modellierung berücksichtigten operativen Kosten in solche, die den Energieeinsatz beschreiben, sowie in Aufwendungen, die sich darüber hinaus aus dem Betrieb und der Wartung der Energieversorgungssysteme ergeben. In folgender Tabelle 5 werden die spezifischen Wul-Kosten der untersuchten Technologien dargestellt, die auf Industriedaten, Veröffentlichungen – wie beispielsweise des FCH JU oder des NREL – sowie den Einschätzungen der Autoren dieser Potentialanalyse beruhen.

Während sich die Aufwendungen für Brennstoffe und deren Anlieferung bzw. der Wasserstofferzeugung vor Ort maßgeblich aus den Use-Case-spezifischen Verbrauchsprofilen und folglich dem Energiebedarf ergeben, untergliedern sich die Wul-Kosten zum einen in fixe, von der tatsächlichen Nutzung der Anlagen unabhängige, sowie in variable, betriebsabhängige Kosten.

	[Einheit]	PV	Wind	Lithium- Ionen- Batterie	Elektro- lyseur	SOFC KWK	LT PEM FC	LT PEM KWK	Diesel- Genset	H2 ICE
Fixe Wul- Kosten	[Prozentsatz der CAPEX je Jahr]	1,3	4	2,5	3	3	3	3	3	3
Variable Wul- Kosten	[€/kWh bzw. €/kg für den Elektrolyseur]				0,02	0,006	0,006	0,006	0,02	0,02

#### Tabelle 5: Spezifische OPEX der betrachteten Technologieoptionen

Für Back-up-Systeme können die Wul-Kosten zudem über einen Kritikalitätsfaktor angepasst bzw. skaliert werden, da diese typischerweise stark abhängig von der jeweiligen Anwendung sind. So erfordern Notstromaggregate in Krankenhäusern oder für anderweitige kritische Infrastrukturen einen in der Regel deutlich höheren Wartungsaufwand als dies in vorrangig wirtschaftlich motivierten Anwendungen der Fall ist.

## 4.1.3.3 Spezifische Gesamtsystemkosten und deren Interpretation

Werden alle der soeben beschriebenen Kostenkomponenten kumuliert und in Relation zur jeweils jährlich bereitgestellten (Gesamt-) Energiemenge gesetzt, ergeben sich die spezifischen Stromgestehungskosten für die untersuchten Energieversorgungssysteme bzw. deren LCOE. Grundsätzlich existieren im Rahmen der Modellierung eine Vielzahl realistischer Dimensionierungskombinationen von EE-Erzeugungskapazitäten, lokalen Speichertechnologien und wiederverstromenden Energiesystemen, welche eine verlässliche, die spezifischen Verbrauchsprofile der Use Cases abdeckende dezentrale Versorgung gewährleisten. Da jede dieser Systemkonfigurationen durch spezifische LCOE charakterisiert ist, untersucht der Optimierungsprozess des Modells eben diese, um die jeweils kostenoptimale Variante zu bestimmen und den anschließenden objektiven Technologievergleich zu ermöglichen.



## 4.1.4 Bestimmung der optimalen Systemgröße und -auslegung

Wie soeben beschrieben, nimmt der Optimierungsprozess eine zentrale Rolle im Rahmen der Modellierung der unterschiedlichen Energiesysteme und somit des Technologievergleichs ein. Im Folgenden werden diesbezüglich relevante Hintergründe und Zusammenhänge sowie die Funktionsweise der Optimierung dargestellt.

Für die modellbasierte Betrachtung müssen die in AP 2 ausgewählten Technologieoptionen zunächst in zwei Kategorien unterschieden werden, welche sich auf die Bereitstellung bzw. den Ursprung der benötigten Energie beziehen. Der Optimierungsprozess ist hierbei nur für solche Systeme relevant, bei denen die Energie vor Ort auf Basis von EE erzeugt sowie mithilfe eines Speichermediums bzw. - vorgangs (Lithium-Ionen-Batterie oder Wasserstoffsystem) vorgehalten und im Falle von Wasserstoff anschließend wiederverstromt wird ("Selbstversorgende Energiesysteme"). Demgegenüber stehen jene dezentrale Anlagen, welche mit Brennstoff (Wasserstoff oder Diesel) beliefert werden, diesen vor Ort lagern und entsprechend dem Use-Case-spezifischen Bedarf verstromen ("Belieferte Energiesysteme").

Während sich die Auslegung der belieferten Energiesysteme stringent über die Abdeckung des maximalen Leistungsbedarfs (Erzeugungsanlagen) und die Use-Case-spezifische vorzuhaltende Energiemenge (Speichergrößen) ergibt, bedarf es für die (bestmögliche) Dimensionierung der selbstversorgenden Energiesysteme eines Optimierungsalgorithmus aufgrund der diesbezüglich multivariaten Problemstellung. Die zu vereinenden Zielgrößen bestehen einerseits aus der übergeordneten Prämisse und folglich der notwendigen Bedingung, dass die dezentralen Systeme stets zur vollständigen Abdeckung des Use-Case-spezifischen Energiebedarfs ausgelegt werden, und andererseits aus der Absicht, Überkapazitäten und Ineffizienzen im Sinne einer kostenoptimalen Systemlösung zu vermeiden.

Um dies zu gewährleisten, erzeugt der Optimierungsalgorithmus – im Falle der semistationären und fest installierten Primärenergieversorgung – eine zugrunde liegende stundenbasierte Energiebilanz über das gesamte Referenzjahr hinweg, über welche geprüft und sichergestellt werden kann, dass es zu keiner Zeit zu einer Unterdeckung des spezifischen Strombedarfs kommt. Das entsprechende Angebot wird erzeugungsseitig durch lokale PV-Anlagen oder Windturbinen abgebildet. In Phasen des Überangebots von EE werden darüber hinaus die jeweiligen Energiespeicher und gegebenenfalls -wandler versorgt, damit die elektrische Leistung in Phasen der Unterdeckung (beispielsweise während Dunkelflauten) bedarfsgerecht wieder verfügbar gemacht werden kann.

# 4.2 Sensitivitäts- und Potentialanalyse

Ausgehend von der Modellierung der LCOE der dezentralen Energieversorgungssysteme im Rahmen des definierten Basisszenarios erfolgen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse weiterführende Untersuchungen, um das Verständnis für die Potentiale der betrachteten Technologieoptionen zu erweitern. Zu den variierten und in nachfolgender Tabelle 6 dargestellten Inputparametern gehören unter anderem die CAPEX der Brennstoffzellen, der Elektrolyseure und der Energiespeicher, sowie diverse OPEX-Parameter, wie die Brennstoffkosten oder die Distanz der Anlagen zum nächstgelegen Versorgungszentrum und folglich der Fahrtstrecke für deren Belieferung. In einem nächsten Schritt



können weiterhin Schlussfolgerungen auf relevante Kippunkte und diesbezüglich notwendige Rahmenbedingungen bzw. Faktoren getroffen werden.

Parameter der Sensitivitätsanalyse	Semi-stationäre Energie-versorgung	Netzersatz-/ Back-up- Energieversorgung	Primärenergieversor gung
Energiespeicherkapazität /			
Versorgungsdauer			
Anlieferungsdistanz			
Anlieferungskosten für Wasserstoff			
Wasserstoff- und Dieselpreis			
CAPEX der Brennstoffzelle			
CAPEX des Elektrolyseurs			
CAPEX der Brennstoff- bzw. Energie- speicher			

### Tabelle 6: Übersicht der ausgewählten Parameter für die Sensitivitätsanalyse

Bestandteil

Nicht Bestandteil

Es ist zu beachten, dass das Design der Sensitivitätsanalyse eindimensional ausgelegt ist und somit nur ein ausgewählter Parameter gleichzeitig variiert und untersucht werden kann (ceteris paribus). Dies trägt folglich dem erweiterten Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen zwei Energieversorgungssystemen sowie der Untersuchung des konkreten Einflusses eines bestimmten Parameters auf die Vorteilhaftigkeit der entsprechend betrachteten Technologie bei, wie in den konkreten Ergebnisdarstellungen in Kapitel 5 des Berichts weiterführend beschrieben wird.

# 4.3 Grenzen und Limitierungen der Modellierung

Jede Modellbetrachtung und deren Ergebnisse müssen naturgemäß im Kontext der spezifisch getroffenen Annahmen und Prämissen betrachtet und verstanden werden, wie auch der Tatsache, dass es sich um eine in der Regel stark vereinfachte Abbildung der Realität handelt. Folglich konnten auch im Rahmen der vorliegenden Potentialanalyse nicht sämtliche techno-ökonomischen Zusammenhänge und Wechselwirkungen erfasst und in den Resultaten und Interpretationen abgebildet werden – insbesondere, da es sich hierbei um eine Vielzahl von untersuchten Technologieoptionen und Fokus-Applikationen handelt. Ergänzend zu den bereits im bisherigen Verlauf des Berichts aufgeführten Vereinfachungen und Annahmen erfolgt die Beschreibung weiterer relevanter Aspekte im Folgenden:

 Die dargestellten größenabhängigen spezifischen CAPEX der Energieerzeugungsanlagen basieren auf einer stufenweisen Kategorisierung, die sich auf Kostenindikationen für die Leistungsklassen 10 kW, 100 kW und 1.000 kW beziehen. Diesem Ansatz folgend werden Systemen in der Spanne von 10 bis 100 kW, von 100 bis 1.000 kW und entsprechend ab 1.000



kW modellseitig jeweils gleiche spezifische Kosten zugrunde gelegt, was zu einer begrenzten Berücksichtigung von Skaleneffekten führt.

- Weiterhin basieren die CAPEX-Werte vorrangig auf übergreifenden Technologiebetrachtungen und weniger auf konkreten, detaillierten Systemanalysen.
- Das Potential der Abwärmenutzung konnte in gewissem Maße erfasst und abgebildet, jedoch modellseitig vergleichsweise nur rudimentär behandelt werden, da die Stromversorgung im Fokus der vorliegenden Analyse steht und die Wärmebereitstellung nur eine nachgelagerte Rolle einnimmt.
- Das Modell berücksichtigt nur in begrenztem Umfang die mit den Technologien verbundenen Neben- und Infrastrukturkosten. So werden beispielsweise Wasseranschlüsse und entsprechende -versorgungsleitungen für Elektrolyseure oder auch elektrische Verbindungselemente nur vereinfacht in den CAPEX-Daten berücksichtigt.
- Vorrangig wurden der Modellierung Kostenpunkte und keine -funktionen zugrunde gelegt.
- Potenzielle Kosten für Genehmigungs-, Vergabe- und Bewilligungsverfahren wurden nicht berücksichtigt.
- Mögliche technische Limitationen oder regulatorische Begrenzungen der Energiespeichergrößen

   wie beispielsweise die maximale Wasserstoffmenge, die an einem Ort vorgehalten werden darf – wurden nicht in den Optimierungsprozesses integriert.
- Regulatorisch vorgegebene Wul-Intervalle für die Back-up-Use-Cases wurden nicht tiefergehend untersucht und folglich nur über den Kritikalitätsfaktor berücksichtigt, siehe Abschnitt 4.1.3.2.
- Analog wurden für Notstromaggregate keine Eigenenergieverbräuche beispielsweise für den Standby-Modus oder auch Speicherverluste, wie die zeitabhängige Selbstentladung von Batterien, berücksichtigt.

Weiterhin zielt die durchgeführte Analyse – wie bereits festgehalten – vorrangig auf den Vergleich von generisch-repräsentativen Archetypen der untersuchten Energieversorgungssysteme ab. Da folglich die bereitgestellte Datengrundlage der Modellierung entsprechend charakterisiert ist, gilt Gleiches für die resultierenden Stromgestehungskosten und somit den Technologievergleich. Demnach sind die quantitativen Ergebnisse (LCOE) vorrangig für die relative Gegenüberstellung (Vorteilhaftigkeiten) und entsprechende Folgeanalysen geeignet als für die Ausweisung präziser absoluter Kostenprognosen.



# 5 Fallbetrachtungen, Ergebnisse und Folgeuntersuchungen

Aufbauend auf den bisherigen Ausführungen erfolgt nun, im vorliegenden fünften Kapitel, die Darstellung und Beschreibung der Ergebnisse der Modellierung und folglich der Hauptuntersuchungen im Rahmen der Potentialanalyse. Wie bereits skizziert, wurde der Technologievergleich anhand konkreter Fallbetrachtungen und der entsprechend zugrunde gelegten Datenbasis durchgeführt.

Im Folgenden werden nach einer einleitenden tabellarischen Zusammenfassung der übergeordneten Annahmen und Prämissen die Ergebnisse des Basisszenarios separat je Einsatzkategorie (semistationäre und Back-up-Energieversorgung sowie Primärenergieversorgung) dargestellt und abgehandelt. Dabei erfolgt zu Beginn der entsprechenden Unterkapitel zunächst die Gegenüberstellung der LCOE und somit der Wettbewerbsfähigkeit der Technologieoptionen für jeden zugehörigen Use Case. Darauf aufbauend wird jeweils ein repräsentativer und für den künftigen Einsatz wasserstoffbasierter Energiesysteme vielversprechender Referenzfall ausgewählt und im Rahmen anschließender Folgenanalysen vertiefend untersucht. Der Fokus liegt hierbei insbesondere auf der Identifikation techno-ökonomischer Kipppunkte, welche beschreiben sollen, wann bzw. unter welchen Bedingungen sich eine Kostenparität bzw. Vorteilhaftigkeit gegenüber konventionellen oder auch anderen nachhaltigen Technologien einstellt. Weiterhin erfolgt die Beschreibung diesbezüglich relevanter bzw. kritischer Einflussfaktoren.

Wie bereits im vorangegangenen Unterkapitel 4.3 erläutert, sollten die dargestellten Ergebnisse und Implikationen stets im Kontext der Annahmen und Prämissen des Modells sowie der Tatsache, dass es sich um die Abbildung generischer Technologievertreter handelt, verstanden werden. Folglich ist die Ableitung allgemeingültiger Aussagen nur eingeschränkt möglich, was jedoch im Rahmen der zusammenfassenden Auswertungen und weiterführenden Interpretationen in Kapitel 6 vertieft wird. Aus diesem Grund fokussieren die Ausführungen dieses Hauptkapitels die wesentlichen Resultate und Zusammenhänge – von einer allumfassenden Beschreibung auch weniger relevanter Teilergebnisse bzw. -aspekte wird aus den soeben genannten Gründen abgesehen.

# 5.1 Übergreifende Annahmen der Modellierung

Wie bereits im vorangegangenen Hauptkapitel aufgezeigt, liegen den Modellbetrachtungen eine Vielzahl notwendiger Annahmen und Prämissen zugrunde, welche für die quantitativen Untersuchungen des Basisszenarios spezifiziert und im Rahmen der Folgeanalysen teils variiert und weiterführend untersucht wurden. Während die Beschreibung Use-Case-spezifischer Annahmen und Modellkonfigurationen ergänzend in den anschließenden Unterkapiteln erfolgt, werden die übergeordneten bzw. übergreifend geltenden Prämissen in nachstehender Tabelle 7 zusammengefasst.<sup>16</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Wie bereits erwähnt, beziehen sich die Annahmen auf den Zeithorizont um das Jahr 2026. Weiterhin erfolgt die Datenangabe hierbei nicht vollumfänglich – der Fokus liegt auf den relevanten Hauptparametern, welche für die Analyse und das Verständnis der künftigen Wirtschaftlichkeit der Technologien entscheidend sind.



Inputparameter	Annahme des Basisszenarios
Elektrischer Spitzenleistungsbedarf / Auslegungsleistung	100 kW
Ungedeckter Strombedarf pro Jahr	0 h
Brennstoffzellen-Minimallast	10 %
Minimalfüllstand der Brennstofftanks (irrelevant im Falle der Wasserstoffproduktion vor Ort)	10 %
Preis von grünem Wasserstoff (nur relevant bei Anlieferung)	4,5 €/kg
Spezifische Anlieferungskosten für Wasserstoff	0,55 €/(kg*100km)
Dieselpreis	1,9 €/I
Spezifische Anlieferungskosten für Diesel	0,04 €/(l*100km)
Anlieferungsdistanz (irrelevant im Falle der Wasserstofferzeugung vor Ort)	300 km
Erdgaspreis (relevant für die kalkulatorische Integration der Abwärmenutzung im Sinne eingesparter Erdgaskosten)	0,03 €/kWh (0,06 €/kWh für Use Case 9.2 – KWK-Versorgung für Haushalte)
Überholungs- bzw. Instandsetzungskosten für Diesel-Gensets und Wasserstoffverbrennungsmotoren	50 Prozent der initialen CAPEX <sup>17</sup>
Spezifische CAPEX der Stacks für Brennstoffzellen <sup>18</sup> und den Elektrolyseur <sup>19</sup> (relevant für den notwendigen Ersatz bzw. Austausch am Ende der jeweiligen Stack-Lebensdauer)	SOFC: 420 €/kW LT PEM KWK: 190 €/kW LT PEM FC (ohne KWK): 130 €/kW
Nutzungsdauer bzw. Standzeit der Stacks für Brennstoffzellen und den Elektrolyseur	SOFC: 60.000 h LT PEM KWK: 45.000 h LT PEM FC (ohne KWK): 45.000 h AEL: 75.000 h
WACC	7,5 %

#### Tabelle 7: Übergeordnete, allgemeingültige Annahmen und Prämissen

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Für den objektiven Technologievergleich auf (konstanter) LCOE-Basis werden die Überholungs- bzw. Instandsetzungskosten kalkulatorisch in die jährlichen Kosten überführt.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Es ist zu beachten, dass sich die Kosten der Brennstoffzellen auf Systemebene, siehe Abschnitt 4.1.3.1, technologiebedingt stark von den reinen Stack-(Ersatz)-Kosten unterscheiden. So ist die SOFC auf Systemebene beispielsweise günstiger als die LT-PEM-KWK-Brennstoffzelle.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Wie in Kapitel 3.2 erläutert und begründet, basiert die lokale Wasserstofferzeugung in den durchgeführten Untersuchungen des Basisszenarios auf der AEL-Technologie.



An dieser Stelle weiterhin der Hinweis, dass die aufgeführten Inputparameter und folglich die aufbauenden Untersuchungen einen Technologieeinsatz in Deutschland bzw. in europäischen Gebieten mit ähnlichen Gegebenheiten simulieren. Dies begründet sich maßgeblich in der allgemeinen Verfügbarkeit von adäquaten und belastbaren Informationen, wie standortspezifischen Last- und Verbrauchsprofilen. Weiterführende Analysen – wie die Untersuchung alternativer Standorte weltweit, aber auch anderer Technologieoptionen – sind durch die Anpassung bzw. die korrekte Integration entsprechender Inputdaten stets möglich. Unabhängig davon werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels sowie im anschließenden sechsten Hauptkapitel (Zusammenfassung und Ausblick) ergänzende Hinweise und Indikationen hinsichtlich des potenziellen Technologieeinsatzes in Entwicklungs- und Schwellenländern gegeben. In nachstehender Tabelle 8 werden die im Rahmen der Modellierung untersuchten und verglichenen Energieversorgungsysteme übersichtlich dargestellt und beschrieben.

System	Energie-quelle	Beschreibung
Wind + Li- Ion	Windenergie vor Ort	Stromerzeugung durch Windkraft sowie Speicherung und Bereitstellung durch einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher
PV + Li-Ion	Photovoltaik vor Ort	Stromerzeugung durch Photovoltaik sowie Speicherung und Bereitstellung durch einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher
Wind + H2 + SOFC / LT PEM FC	Windenergie vor Ort	Stromerzeugung durch Windkraft, Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse, Speicherung, sowie Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle – gegebenenfalls mit ergänzender Wärmenutzung
PV + H2 + SOFC / LT PEM FC	Photovoltaik vor Ort	Stromerzeugung durch Photovoltaik, Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse, Speicherung, sowie Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle – gegebenenfalls mit ergänzender Wärmenutzung
Diesel- Genset	Diesel per Anlieferung	Anlieferung von Dieselkraftstoff, Speicherung, sowie Stromerzeugung durch einen Dieselgenerator
SOFC / LT PEM FC	Wasserstoff per Anlieferung	Anlieferung von Wasserstoff, Speicherung, sowie Stromerzeugung durch eine Brennstoffzelle – gegebenenfalls mit ergänzender Wärmenutzung
H2 ICE	Wasserstoff per Anlieferung	Anlieferung von Wasserstoff, Speicherung, sowie Stromerzeugung durch einen Wasserstoffverbrennungsmotor

#### Tabelle 8: Übersicht und Beschreibung der untersuchten dezentralen Energieversorgungssysteme

# 5.2 Semistationäre Energieversorgung

## 5.2.1 Spezifische Annahmen und Modellkonfigurationen

Im Allgemeinen können semistationäre Energieversorgungssysteme im Betrieb bzw. über die Einsatzzeit hinweg als stationäre Anlagen betrachtet werden, welche im Sinne ihres Verwendungszwecks stets in gewissem, aber unterschiedlichem Maße eigenständig mobil oder zumindest transportierbar ausgelegt sind. Hierbei kann es sich beispielsweise um fahrbare Systeme auf Rädern oder auch temporär feststehende Containerlösungen handeln. Entsprechend der konkreten Anwendung ist der Einsatz eines



solchen Systems von einem spezifischen Auslastungs- bzw. Verwendungsgrad charakterisiert, welcher wiederum unterschiedlich hoch oder niedrig ausfallen kann. Für die Untersuchungen im Rahmen des Basisszenarios wurde eine durchschnittliche Auslastung von 70 Prozent des Jahresbedarfs – bezogen auf die Use-Case-spezifischen Verbrauchsprofile – angenommen.

Da es sich bei den semistationären Anwendungen stets um einen temporär begrenzten und somit kürzeren Einsatz verglichen mit stationären Primärenergieversorgungsanlagen handelt, wird für jene Technologieoptionen mit lokaler EE-Erzeugung eine initiale volle Befüllung der Speicher angenommen. Dies ergibt sich aus dem Optimierungsprozess und der Tatsache, dass ein leerer Energiespeicher bei Inbetriebnahme zu einem überdimensionierten System führen würde. Um dies folglich zu bewerkstelligen, bedarf es im Rahmen der Installation des Energiesystems einer initialen, einmaligen Anlieferung von Wasserstoff bzw. der Aufladung der Batterie. Der entsprechende Aufwand hierfür wird modellseitig im Kostenblock "OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung" berücksichtigt, welcher Bestandteil der folgenden Ergebnisdarstellungen ist. Für Systeme der fest installierten Primärenergieversorgung – siehe Kapitel 5.4 – wird von dieser Annahme vereinfachend abgesehen, da derartige Anwendungen einen deutlich längerfristigen und kontinuierlichen Einsatz abbilden, bei dem der beschriebene Kostenfaktor der initialen Befüllung wenig Relevanz aufzeigt. Zudem schließen die Modellsimulationen auf Jahresbasis stets mit einem vollen Wasserstoff- bzw. Batteriespeicher ab, um die korrekte Abbildung eines kontinuierlichen Betriebs sicherzustellen.

Weiterhin basieren die Simulationen des Basisszenarios brennstoffzellenseitig auf der SOFC-Technologie. Verglichen mit anderen Brennstoffzellensystemen – wie der PEM-Technologie, oder auch der AFC und DMFC – sind Gründe hierfür deren niedrigere CAPEX auf Systemebene<sup>20</sup>, der höhere TRL<sup>21</sup> sowie die bessere Widerstandsfähigkeit bzw. Toleranz gegenüber Unreinheiten des Brennstoffs und der genutzten Umgebungsluft.<sup>22, 23</sup> Im Rahmen der künftigen Anwendung des Modells kann alternativ ebenso die LT-PEM-basierte KWK-Brennstoffzelle (mit Wärmerückgewinnungskomponenten) ausgewählt werden. Deren höhere System-CAPEX führen zwar erwartungsgemäß zu nachteiligen LCOE, aber auch zu einer vorteilhaften höheren Leistungsdichte und folglich besseren Transportierbarkeit der Anlage.

Die Installation möglicher Windkraftanlagen für die EE-Erzeugung vor Ort wurde für die Anwendungsfälle der semistationären Energieversorgung auf Basis von Experteneinschätzungen ausgeschlossen, da diese nach heutigem und im betrachteten Zeitraum absehbaren Stand der Technik nicht über die notwendige Portabilität verfügen. Die wesentlichen einsatzkategoriespezifischen Annahmen und Modelleinstellungen für die semistationären Anwendungsfälle können ergänzend nachfolgender Tabelle 9 entnommen werden.

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Hinsichtlich der PEM-Technologie gilt dies für den Vergleich mit der LT-PEM-KWK-Brennstoffzelle.

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Vgl. E4tech, Fuel Cell Industry Review 2020.

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Vgl. E4tech, <u>Value Added of the Hydrogen and Fuel Cell Sector in Europe</u>, FCH JU, 2019.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Vgl. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office – <u>Comparison of fuel cell technologies</u>.



#### Tabelle 9: Weitere Annahmen und Modellkonfigurationen für semistationäre Energiesysteme

Inputparameter	Annahme bzw. Modellkonfiguration
Eingesetzter Brennstoffzellentyp	SOFC
Jährlicher Auslastungs- bzw. Verwendungsgrad	70 %
Energiespeicherkapazität / Versorgungsdauer <sup>24</sup>	15 h (Use Case 1.2); 72 h (Use Case 1.7)

## 5.2.2 Darstellung der Gesamtergebnisse

Auf Basis der beschriebenen übergreifenden und spezifischen Annahmen werden in folgender Abbildung 4 die Ergebnisse der Modellierung von Use Cases 1.2 und 1.7 der semistationären Energieversorgung dargestellt. Die in den Legenden aufgeführten "CAPEX - Energiesystem" beziehen sich stets auf das Gesamtenergiesystem, bestehend aus all jenen Komponenten, die gegebenenfalls zur Umwandlung, zur Speicherung und zur Bereitstellung der Energie erforderlich sind. Die "OPEX -Energieeinsatz u. Anlieferung" sind wiederum maßgeblich für die belieferten Energieversorgungsanlagen relevant und umfassen die spezifischen Brennstoff- sowie deren einhergehende Lieferkosten.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Nur im Falle der belieferten Technologieoptionen relevant, wie bereits in Abschnitt 4.1.4 beschrieben. Für die Systeme mit lokaler EE-Erzeugung wird die Speichergröße über den Optimierungsalgorithmus bestimmt.







#### Abbildung 4: Semistationäre Energieversorgung - Übersicht und Vergleich der Gesamtergebnisse (LCOE) des Basisszenarios



Die Ergebnisse des Basisszenarios zeigen, dass sich PV-basierte Systeme im Kontext der getroffenen Annahmen und zugrunde gelegten Inputparameter als nicht wettbewerbsfähig erweisen. Dies begründet sich unter anderem in der benötigten Anlagengröße der PV-Anlagen – die aus dem spezifischen durchschnittlichen Lastfaktor für den Standort Deutschland resultiert – und folglich in den hohen CAPEX für die EE-Erzeugung. Um den Use-Case-spezifischen Strombedarf insbesondere in den ertragsschwachen Wintermonaten sowohl hinsichtlich Lastspitzen als auch der benötigten Gesamtenergiemenge zu decken, bedarf es entsprechend dimensionierten PV-Modulen, aber auch großen Energiespeichern (Batterie bzw. Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher), welche die CAPEX des Gesamtsystems signifikant beeinflussen. Dies führt in ertragsreichen Sommermonaten zu einer signifikanten Menge ungenutzter Energie, wie Tabelle 6 im folgenden Abschnitt 5.2.3 verdeutlicht.<sup>25</sup> Hieraus kann allgemein abgeleitet werden, dass sich (nicht-belieferte) PV-basierte dezentrale Energieversorgungssysteme bei hohen saisonalen Lastschwankungen isoliert betrachtet als ineffizient erweisen. Darüber hinaus benachteiligt der geringere Verwendungsgrad – angenommen werden 70 Prozent – die komponenten- und somit investitionskostenlastigen Systeme zusätzlich, da eine geringere Auslastung den CAPEX-Kostenbeitrag je erzeugter kWh erhöht, wie im weiteren Verlauf des Abschnitts vertiefend beschrieben wird.

Potenzielle Simulationen von geografischen Lagen mit einer deutlich höheren und gleichmäßigeren jährlichen Sonneneinstrahlung im Vergleich zu Deutschland oder Mitteleuropa – wie dies in zahlreichen Entwicklungs- und Schwellenländern weltweit der Fall ist – würden erwartungsgemäß zu deutlich vorteilhafteren Ergebnissen führen.<sup>26</sup> Eine detailliertere Analyse von Systemen, die auf lokaler EE-Erzeugung basieren, wird in Abschnitt 5.4.2 am Beispiel der fest installierten Primärenergieversorgung durchgeführt sowie die Unterschiede zwischen Lithium-Ionen-Batterie- und wasserstoffbasierten Anlagen weiterführend erörtert.

Im Falle der belieferten Energiesysteme erweisen sich besonders die SOFC, aber auch der Wasserstoffverbrennungsmotor als wettbewerbsfähig gegenüber dem Diesel-Generator im 100-kW-Bereich. Da der Investitionskostenunterschied in dieser Leistungsklasse nicht zu signifikant ausfällt, ermöglichen die hohe Systemeffizienz und folglich die geringeren Kosten für den Brennstoffeinsatz und dessen Anlieferung bereits im betrachteten Zeitraum um das Jahr 2026 eine vorteilhafte Gesamtkostenbilanz. Positiv beeinflusst wird dies jedoch auch durch die vergleichsweise gering angenommene Versorgungsdauer und folglich die benötigte Energiespeicherkapazität. Bei deutlich höheren bzw. längeren Versorgungsdauern – beispielsweise aufgrund schlechter oder sehr aufwändiger Anlieferungsbedingungen – würde dies erwartungsgemäß zu einer Umkehr der Vorteilhaftigkeit in Richtung Diesel-Genset führen, wie ebenso im Rahmen der anschließenden Sensitivitätsanalysen

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Bei einem Vergleich von Abbildung 6 und den Ergebnissen von Use Case 1.7 in Abbildung 4 wird deutlich, dass das PV-System mit Batteriecontainer "PV + Li-Ion" größer dimensioniert wurde als die entsprechende EE-Anlage des wasserstoffbasierten Systems "PV + H2+ SOFC". Auch wenn Letztgenanntes über komplexere Umwandlungs-, Speicherungs- und Rückverstromungskomponenten verfügt – welche höhere "CAPEX - Energiesystem" zur Folge haben, resultieren beide Gesamtsysteme (inklusive lokaler EE-Erzeugung durch PV) letztlich in ähnlichen LCOE.
<sup>26</sup> Eine quantitative Schätzung bzw. konkrete Aussagen zur Vorteilhaftigkeit von Technologien unter anderen Annahmen bzw. Inputparametern ist aufgrund der komplexen Optimierung des Modells und der zahlreichen Einflussfaktoren nicht möglich. Durch die entsprechende Anpassung der Datenbasis sind derartige quantitative Folgeuntersuchungen in der künftigen Anwendung des Modells jedoch möglich.



vertiefend beschrieben wird.<sup>27</sup> Durch die künftige Entwicklung hin zu großskaligen Speicherkonzepten, wie Salzkavernen, oder auch Infrastrukturen, wie Pipelines, kann die benötigte lokale Speicherkapazität von dezentralen wasserstoffbasierten Energiesystemen bei entsprechend guter Anbindung an derartige (oder auch andere) potenzielle Quellen wiederum signifikant sinken und somit die Vorteilhaftigkeit zunehmen.

Die Abwärmenutzung wurde bis auf die PV-basierten Batteriecontainerlösungen<sup>28</sup> für alle untersuchten Technologieoptionen in Use Case 1.7 ausgewiesen. Da diese modellseitig vereinfacht zu kalkulatorischen Einnahmen aufgrund der eingesparten alternativen Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis führt, werden die positiven Cashflows als "Negativkosten" unter der X-Achse der Diagramme dargestellt. Es kann festgehalten werden, dass die Nutzung von Abwärme im Kontext der getroffenen Annahmen zwar einen Mehrwert aufzeigt, dieser jedoch keine entscheidende Rolle hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit der Technologien spielt – auch, weil derartige Systeme durch höhere CAPEX für die Wärmerückgewinnungskomponenten charakterisiert sind. Nichtsdestotrotz ist angesichts steigender Erdgaspreise und weiterer geopolitischer Aspekte, aber auch im Sinne der Nachhaltigkeit und des Umweltschutzes von einem steigenden Potential und einer zunehmenden Bedeutung der Abwärmenutzung auszugehen.

Ein weiterer generischer Aspekt hinsichtlich CAPEX und OPEX, welcher über alle Anwendungen der semistationären Energieerzeugung hinweg gilt, ergibt sich aus dem Use-Case-spezifischen, einstellbaren Verwendungsgrad. Da der maximal erforderliche Energiebedarf dennoch gedeckt werden muss, werden die Systeme analog einer potenziellen Vollauslastung ausgelegt, woraus folglich von der tatsächlichen Nutzung unabhängige System-CAPEX resultieren. Auch wenn die variablen OPEX mit der tatsächlichen Verwendung korrelieren, stehen die CAPEX sowie die fixen OPEX einer geringeren jährlichen Gesamtenergiemenge gegenüber, was bei einer Teilauslastung stets zu höheren LCOE gegenüber einem kontinuierlich betriebenen Primärenergieversorgungssystem führt.

## 5.2.3 Auswahl des repräsentativen Use Cases für die Folgeuntersuchungen

Die soeben dargestellten und beschriebenen Ergebnisse haben gezeigt, dass sich die Grundzusammenhänge und Vorteilhaftigkeiten über beide Use Cases der semistationären Energieerzeugung hinweg als ähnlich erweisen, was folglich die Abwägung hinsichtlich der Auswahl erleichtert. Diese fiel auf Basis der Einschätzungen des Projektkonsortiums auf Use Case 1.7, welcher die temporäre, vorrangig konstante KWK-Versorgung in abgelegenen Gebieten beschreibt, wie beispielsweise die Energieversorgung im Katastrophenschutz oder auch von Gebäudekomplexen, die phasenweise bzw. noch nicht über einen Netzanschluss verfügen. Verglichen mit den in der Regel kleineren und mobileren, rein strombasierten Systemen, die durch Use Case 1.2 beschrieben werden, decken die meist containerbasierten Systeme in Use Case 1.7 eine größere Leistungsspanne ab. Damit geht folglich ebenso ein höheres Potential für den möglichen Einsatz von PV-Systemen in sonnenertragsreicheren Regionen dieser Welt einher. Darüber hinaus stellt die lokale, temporäre

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Die Wasserstoffspeicherkosten wurden mit 350 €/kg\_H2 zugrunde gelegt, welche auf den <u>Kostenzielen des FCH</u> JU für Hochdruck-Wasserstoffspeicher (300 bis 700 bar) bis zum Jahr 2030 basieren.

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Die potenzielle Abwärmenutzung bei Batteriesystemen wurde aufgrund des vergleichsweise geringeren Potentials und der resultierenden hohen modellseitigen Komplexität ausgeschlossen.



Energieversorgung in Krisen- und Ballungsgebieten einen zunehmend relevanten Anwendungsfall dar, der in der Regel einen Strom- und Wärmebedarf kombiniert. Folgender Abbildung 5 kann das zugrunde gelegte normalisierte Bedarfs- bzw. Verbrauchsprofil von Use Case 1.7 entnommen werden – welches jeweils den charakteristischen Strom- und Wärmebedarf eines repräsentativen Sommer- und Wintertags darstellt. Weiterhin werden die aggregierten Kostenblöcke aus der Ergebnisübersicht in Abbildung 4 in Tabelle 10 und Tabelle 11 vertiefend hinsichtlich der zugrunde liegenden Kostenkomponenten aufgeschlüsselt und folglich deren Beitrag zu den LCOE ausgewiesen.<sup>29</sup>



Abbildung 5: Use Case 1.7 - Normalisiertes Verbrauchsprofil für Strom und Wärme

	Anteil an den LCOE [€/kWh]		
Kostenkomponente	PV + Li-lon	PV + H2 + SOFC	
CAPEX – EE-Anlage			
EE-Erzeugung (PV)	0,72	0,49	
Zwischensumme	0,72	0,49	
CAPEX – Energiesystem			
Lithium-Ionen-Batterie	0,61		
H2-Kompression		0,05	
Elektrolyseur		0,14	

Tabelle 10: Use Case 1.	7 - Detaillierte Kos	tenaufschlüsselung fü	r Systeme mit lokale	r EE-Erzeugung
-------------------------	----------------------	-----------------------	----------------------	----------------

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Kostenkomponenten, die mit 0,00 €/kWh ausgewiesen werden, sind nicht gleich, sondern lediglich kleiner 0,005, da es sich um Rundungswerte handelt. Sofern eine Kostenkomponente im abgebildeten Energiesystem nicht vorhanden ist, wie beispielsweise ein Wasserstoffspeicher in einer PV-Batterie-Anlage, wird entsprechend kein Wert aufgeführt.


	Anteil an den LCOE [€/kWh]		
Kostenkomponente	PV + Li-lon	PV + H2 + SOFC	
H2-Speicher		0,53	
SOFC		0,10	
Zwischensumme	0,61	0,83	
OPEX – Wul des Gesamtsystems			
EE-Erzeugung (PV)	0,11	0,08	
Lithium-Ionen-Batterie	0,11		
H2-Kompression		0,02	
Elektrolyseur		0,02	
H2-Speicher		0,08	
SOFC		0,01	
Zwischensumme	0,22	0,21	
OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung			
Initiale Speicherbefüllung (Strom bzw. H2)	0,00	0,05	
Zwischensumme	0,00	0,05	
Abwärmenutzung			
Abwärmenutzung		-0,01	
Zwischensumme		-0,01	
Summe (LCOE)	1,55	1,57	

#### Tabelle 11: Use Case 1.7 - Detaillierte Kostenaufschlüsselung für belieferte Energiesysteme

	Anteil an den LCOE [€/kWh]			
Kostenkomponente	Diesel-Genset SOFC H2 ICE			
CAPEX – Energiesystem				
Umwandlung (ICE oder BZ)	0,06	0,08	0,08	
Energiespeicher	0,00	0,03	0,04	
Zwischensumme	0,06	0,11	0,12	
OPEX – Wul des Gesamtsystems				



	Anteil an den LCOE [€/kWh]		
Kostenkomponente	Diesel-Genset	SOFC	H2 ICE
Umwandlung (ICE oder BZ)	0,03	0,01	0,02
Energiespeicher	0,00	0,00	0,01
Zwischensumme	0,03	0,02	0,03
OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung			
Energieeinsatz u. Anlieferung	0,57	0,38	0,48
Zwischensumme	0,57	0,38	0,48
Abwärmenutzung			
Abwärmenutzung	-0,03	-0,03	-0,03
Zwischensumme	-0,03	-0,03	-0,03
Summe (LCOE)	0,63	0,48	0,60

Wie bereits im vorigen Abschnitt 5.2.2 verwiesen, kann folgender Abbildung 6 ergänzend die Energiemengenbetrachtung für Use Case 1.7 entnommen werden. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Direktabnahme auf Verbrauchsseite stets der Direktabgabe auf Erzeugungsseite entspricht – die Einund Ausspeicherung unterliegt wiederum den zugehörigen Anlagen- und Systemwirkungsgraden, wodurch sich bei der wasserstoffbasierten Technologieoption (PV + H2 + SOFC) die deutlich höhere Energiemenge auf Erzeugungsseite ergibt. Wie bereits beschrieben, sind beide Systemkonfigurationen und insbesondere die batteriebasierte (PV + Li-Ion) durch hohe Anteile ungenutzter Energie aufgrund erforderlicher Überkapazitäten der EE-Anlagen charakterisiert.



Abbildung 6: Use Case 1.7 - Energiemengenbetrachtung für Verbrauchs- und Erzeugungsseite



### 5.2.4 Sensitivitätsanalyse

Bezug nehmend auf die Darstellungen in Kapitel 4.2 ist für die durchgeführten Sensitivitätsanalysen allgemein festzuhalten, dass diese unabhängig voneinander zu verstehen sind sowie innerhalb einer entsprechenden Untersuchung jeweils nur ein Parameter variiert (ceteris paribus) und somit dessen Auswirkung auf die Gesamtergebnisse (LCOE) untersucht wird. Folglich können die analysierten Einflussfaktoren in weiterführenden Interpretationen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Technologien entweder zu gegenläufigen bzw. kannibalisierenden oder auch kumuliert-positiven Effekten führen. So implizieren beispielsweise sinkende CAPEX von wasserstoffbasierten Energiesystemen bei einem gleichzeitigen Anstieg des Dieselpreises eine frühere Wettbewerbsfähigkeit eben dieser Technologien.

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, basiert die Sensitivitätsanalyse für die semistationäre Energieerzeugung auf Use Case 1.7 – der temporären, vorrangig konstanten KWK-Versorgung in abgelegenen Gebieten. Aufgrund des aufgezeigten signifikanten Kostenunterschieds zwischen den Technologieoptionen mit lokaler EE-Erzeugung und belieferten Energiesystemen fokussieren die Untersuchungen im Folgenden jene Anlagen mit Brennstoffanlieferung, bei denen wasserstoffbasierte Technologien im betrachteten Zeitraum bereits wettbewerbsfähig sein können. Die Kostenlücke hinsichtlich den LCOE von PV-basierten Anlagen würde beispielsweise durch die Sensitivitäten der Investitionskosten des Elektrolyseurs, der SOFC oder auch der Wasserstoffspeicher – in realistischen bzw. vertretbaren Größenordnungen – nicht geschlossen werden können. In den anschließenden Unterabschnitten erfolgt daher nun die Auswertung der durchgeführten Sensitivitätsanalyse für die belieferten Systeme anhand der CAPEX von SOFC und Wasserstoffspeicher, der Speicherkapazität, der Brennstoffkosten (für Wasserstoff und Diesel) sowie deren entsprechenden Lieferdistanz und den spezifischen Anlieferungskosten für Wasserstoff.

### 5.2.4.1 CAPEX der SOFC und des Wasserstoffspeichers

Wie soeben beschrieben, bilden Abbildung 7 und Abbildung 8 die Sensitivitäten der Brennstoffzellenbzw. der Wasserstoffspeicherkosten hinsichtlich den LCOE der SOFC ab, wobei diese jeweils mit dem Diesel-Genset des Basisszenarios verglichen werden. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Halbierung der Investitionskosten der SOFC oder des Wasserstoffspeichers (50 Prozent der CAPEX) oder deren Steigerung auf 150 Prozent keinen relevanten Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit der wasserstoffbasierten Technologien hat. Dies gilt folglich ebenso für die beinhalteten Komponentenkosten der Brennstoffzelle bzw. des Speichers. Somit ist an dieser Stelle eine nur moderate (SOFC) bzw. geringe (Wasserstoffspeicher) Sensitivität festzuhalten.





CAPEX - Energieeystem OPEX - Wul des Gesamtsystems OPEX - Energieeinsatz u. Anlieferung Abwärmenutzung



#### Abbildung 7: Einfluss der SOFC-CAPEX auf die LCOE der SOFC (beliefertes System)

#### Abbildung 8: Einfluss der Wasserstoffspeicher-CAPEX auf die LCOE der SOFC (beliefertes System)

#### 5.2.4.2 Versorgungsdauer bzw. Speicherkapazität

Demgegenüber erweist sich die anwendungsspezifische Versorgungsdauer sowie die daraus resultierende benötigte Energiespeicherkapazität, welche im Rahmen des Basisszenarios mit 72 Stunden (beliefertes System) angenommen wurde, als signifikanter bzw. kritischer Kostentreiber der



wasserstoffbasierten Technologieoptionen. Folglich wirken sich längere Versorgungsdauern und einhergehende Speichergrößen – aufgrund der deutlich höheren spezifischen Kosten je Kilogramm Wasserstoff verglichen mit konventionellen Dieseltanks (je Liter) – überproportional auf die LCOE und somit die Wirtschaftlichkeit der Technologieoptionen mit Brennstoffzellen aus, wie folgender Abbildung 9 entnommen werden kann. Im Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen kann auf Basis der Modellbetrachtungen abgeleitet werden, dass belieferte SOFC-Systeme der 100-kW-Klasse wettbewerbsfähig gegenüber Dieselaggregaten sind bzw. bleiben, wenn ein kontinuierlicher Versorgungsbedarf entsprechend unter ca. 360 Stunden vorliegt – für den Wasserstoffverbrenner ist dies bis 120 Stunden der Fall.



#### Abbildung 9: Einfluss der erforderlichen Versorgungsdauer / Energiespeicherkapazität auf die LCOE

### 5.2.4.3 Brennstoffkosten (Wasserstoff und Diesel)

Sowohl der Preis für Wasserstoff als auch der für Diesel haben einen signifikanten Einfluss auf die LCOE und folglich die Wettbewerbsfähigkeit belieferter wasserstoffbasierter Energiesysteme, da diese neben den Anlieferungskosten die "OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung" als größten Kostenblock maßgeblich beeinflussen. Im Kontext der Prämissen und Annahmen der Modellierung würden belieferte SOFC-Systeme (bei einem konstanten Dieselpreis von 1,9  $\in$ /l) bis zu einem Wasserstoffpreis von ca. 6,5  $\in$ /kg wettbewerbsfähig bleiben – für den Wasserstoffverbrenner gilt dies bis ca. 5  $\in$ /kg. Im Umkehrschluss, bei einem konstanten angenommenen Wasserstoffpreis von 4,5  $\in$ /kg, bleiben SOFC- Technologien über einem Dieselpreis von ungefähr 1,4  $\in$ /l wettbewerbsfähig, für den Wasserstoffverbrenner gilt dies wiederum bis zu einem Dieselpreis von ca. 1,8  $\in$ /l. Die soeben beschriebenen Ableitungen werden in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt.





Abbildung 10: Einfluss des Wasserstoffpreises auf die LCOE



#### Abbildung 11: Einfluss des Dieselpreises auf die LCOE

### 5.2.4.4 Anlieferungsdistanz und -kosten der Brennstoffe

Neben den Brennstoffkosten, deren Sensitivität und Bedeutung im vorangegangenen Abschnitt untersucht wurde, bestimmen weiterhin die spezifischen Anlieferungskosten einhergehend mit der entsprechenden -distanz die "OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung". Die (allgemein bzw. auf absehbare Zeit) höheren spezifischen Anlieferungskosten von Wasserstoff gegenüber Diesel führen bei längeren Distanzen zu einer entsprechend stärkeren Korrelation eben dieser mit den LCOE, wie in Abbildung 12 verdeutlicht wird. Dies begründet sich maßgeblich in dem naturgemäß höheren technischen Aufwand beim Transport bzw. im Umgang mit Gasen und insbesondere mit Wasserstoff aufgrund dessen



technisch-physikalischer Eigenschaften, aber auch der allgemein geringeren volumetrischen Energiedichte verglichen mit Flüssigkraftstoffen, wie Diesel. Die besonderen Charakteristika resultieren beispielsweise in der Notwendigkeit von Verdichtung, komplexer und kostenintensiver Hochdruckspeicher, oder auch erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen. Im Rahmen der getroffenen Annahmen kann im vorliegenden Fall abgeleitet werden, dass belieferte SOFC-Systeme der 100-kW-Klasse bis zu einer Anlieferungsdistanz von unter ca. 1.000 km wettbewerbsfähig gegenüber Dieselaggregaten bleiben – für den Wasserstoffverbrenner gilt dies bis ca. 400 km. Bei einer wiederum konstanten Anlieferungsdistanz, welche im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen mit 300 km zugrunde gelegt wurde, stellt sich das belieferte SOFC-System bei spezifischen Wasserstoff-Anlieferungskosten bis 1,35 €/(kg\*100km) und der Wasserstoffverbrenner bis ca. 0,7 €/(kg\*100km) als wettbewerbsfähig dar, siehe Abbildung 13.

Auch wenn die Anlieferungskosten von Diesel aufgrund steigender Preise für Rohöl und dessen Folgederivate in Zukunft steigen können, wird aufgrund der diesbezüglich etablierten Prozesse und Technologien in diesem Bereich von wenig Veränderungspotential ausgegangen. Da die Transportkosten von Diesel auch deutlich geringer als die von Wasserstoff und folglich weniger sensitiv sind, wird von einer gesonderten Darstellung dieser im Folgenden abgesehen.



#### Abbildung 12: Einfluss der Anlieferungsdistanz auf die LCOE





#### Abbildung 13: Einfluss der Anlieferungskosten von Wasserstoff auf die LCOE

# 5.3 Netzersatz-/ Back-up-Energieversorgung

### 5.3.1 Spezifische Annahmen und Modellkonfigurationen

Im Gegensatz zu den anderen Einsatzkategorien zeichnen sich Notstrom- bzw. Back-up-Energiesysteme dadurch aus, dass die betrachtete Anwendung stets über eine Primärenergiequelle verfügt und lediglich beim Ausfall eben dieser zum Einsatz kommt. Demzufolge unterscheiden sich derartige Systeme naturgemäß in gewissem Maße hinsichtlich ihrer Konzeption und technischen Auslegung von denen der semistationären bzw. stationären Primärenergieversorgung und wurden ebenso im Rahmen der Modellierung gesondert behandelt bzw. umgesetzt. So wird der Einsatz der Anlagen maßgeblich durch die einstellbare durchschnittliche Ausfallrate und die entsprechende Ausfallzeit bestimmt, welche für das Basisszenario und die im Folgenden beschriebenen Untersuchungen mit einem dreistündigen Ausfall je Monat angenommen wurden. Somit ergibt sich kalkulatorisch – auf Basis der zugrunde gelegten charakteristischen Verbrauchsprofile – ein jährlicher Verwendungsgrad von 0,4 Prozent, welcher impliziert, dass derartige Systeme im Sinne Ihres Einsatzzwecks nur sehr gering ausgelastet sind. Deshalb wurde die Nutzung potenzieller Abwärme von den Untersuchungen der Back-up-Energiesysteme ausgeschlossen, da sich die Installation der notwendigen Anlagenkomponenten und der damit verbundene Aufwand bedingt durch deren seltenen Einsatz nicht amortisieren würden.<sup>30</sup>

Aus diesem Grund wurde den Use Cases der Back-up-Energieversorgung die LT-PEM-Brennstoffzelle ohne Wärmerückgewinnungskomponenten (LT PEM FC) zugrunde gelegt, welche im Vergleich mit den KWK-basierten Brennstoffzellen die geringsten spezifischen CAPEX aufweist und deren Spezifika auf dem Einsatz in der Notstromversorgung basieren, siehe Abschnitt 4.1.3.1. Weiterhin zeichnet sich die PEM-

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> In Regionen dieser Welt, in denen beispielsweise instabile Stromnetze eine deutlich höhere durchschnittliche Auslastung der Back-up-Systeme zur Folge haben, kann sich die Abwärmenutzung aus techno-ökonomischer Sicht als durchaus relevant erweisen.



Technologie verglichen mit der SOFC durch ihr vorteilhaftes dynamischeres Ansprechverhalten sowie die kürzeren Startzeiten aus – die schlechtere Stack-Lebensdauer erweist sich in diesen Anwendungsfällen aufgrund der geringen Betriebszeit als unkritisch.

Wenngleich die verschiedenen betrachteten Use Cases Technologieeinsätze sowohl in städtischen als auch abgelegenen ländlichen Gebieten abbilden, wurde zur besseren Vergleichbarkeit eine konstante Anlieferungsdistanz von 300 km für das Basisszenario angenommen – auch, weil die großskalige Lagerung und Bereitstellung von Kraftstoffen für industrielle bzw. gewerbliche Anwendungen aus sicherheitstechnischen Gründen selten in bzw. aus stark besiedelten Gebieten heraus erfolgt. Die Anlieferungsdistanz ist zudem ein einstellbarer Inputparameter und wird im Rahmen der anschließenden Sensitivitätsanalyse als variabler Faktor untersucht.

Des Weiteren wird im Rahmen der Modellsimulationen davon ausgegangen, dass die Energiespeicher aller betrachteten Technologieoptionen zu Beginn eines jeden Einsatzes zur Notstromversorgung (wieder) gefüllt sind. Für Systeme mit lokaler EE-Erzeugung bedeutet dies, dass die Speicher zwischen den ausfallbedingten<sup>31</sup> Einsatzphasen durch erzeugten Wasserstoff befüllt oder Batterien geladen<sup>32</sup> bzw. belieferte Systeme entsprechend versorgt werden können. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass ein untersuchtes Back-up-Energiesystem den entsprechenden Use-Case-spezifischen Strombedarf stets abdecken kann. Anders als bei den anderen übergeordneten Einsatzkategorien werden die Energiesysteme mit EE-Erzeugung vor Ort bei den Anwendungen der Notstromversorgung nicht optimiert. Es wird davon ausgegangen, dass erneuerbarer Strom von nahegelegenen existierenden Anlagen bezogen werden kann, welcher modellseitig verursachungsgerecht als Kostenfaktor auf LCOE-Basis<sup>33</sup> behandelt wird. Die Installation "anwendungseigener" PV- oder Windkraftanlagen wurde aufgrund der sehr geringen Auslastung und resultierenden signifikanten Mehrkosten – analog zu Abwärmenutzung – aus ökonomischen Gründen ausgeschlossen. Die CAPEX-Anteile der LCOE des bezogenen Stroms werden in den Ergebnisdarstellungen den "CAPEX – EE-Anlagen" zugeordnet, welche vergleichsweise gering ausfallen, da es sich hierbei lediglich um den verursachungsgerechten Einkauf bzw. Bezug und nicht um die Installation und den Betrieb dedizierter Anlagen handelt. Der OPEX-Anteil der LCOE wird wiederum kalkulatorisch den "OPEX – Wul des Gesamtsystems" zugewiesen.

Neben den für den Back-up-Bereich allgemeingültigen Prämissen wurden für die Use Cases 3.1 und 4.1, welche kritische Infrastrukturen und somit in der Regel regulierte Anwendungen abbilden, eine notwendige durchgängige Versorgungsdauer von 24 Stunden und ein Kritikalitätsfaktor<sup>34</sup> von 1,5 sowie für Use Case 5.2, bei dem die Notstromversorgung aus rein wirtschaftlichen Gründen umgesetzt wird, eine entsprechende Versorgungsdauer von 10 Stunden und ein Kritikalitätsfaktor von 1,35

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> Bezogen auf den entsprechenden Ausfall der Primärenergieversorgung.

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> Wie in Kapitel 3.2 dargestellt, wurde die Betrachtung und Abbildung des Netzanschlusses ausgeschlossen – nichtsdestotrotz kann das Wiederaufladen von Back-up-Batteriesystemen über das Stromnetz in der Praxis einen durchaus relevanten Use Case darstellen kann.

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Die LCOE werden ebenso auf Grundlage der Inputparameter durch das Modell bestimmt, beziehen sich in diesem Fall jedoch lediglich auf die Stromerzeugung durch Wind und PV, nicht auf die Endergebnisse der modellierten dezentralen Energieversorgungssysteme.

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> Wie bereits in Abschnitt 4.1.3.2 erläutert, dient der Kritikalitätsfaktor vereinfacht dazu, die höheren Anforderungen und Aufwände im Bereich der OPEX, insbesondere für Wartung und Instandhaltung, von Back-up-Energiesystemen zu berücksichtigen.



angenommen. Zudem adressiert der Kritikalitätsfaktor im Rahmen der Modellbetrachtungen unter anderem mögliche Zusatzaufwendungen, die bei der längeren Lagerung der Brennstoffe entstehen. Bei der vorliegenden Konfiguration ergibt sich im ungünstigsten Fall durch die zugrunde gelegte maximale Versorgungsdauer bzw. Speicherkapazität von 24 Stunden und einem durchschnittlich dreistündigen Ausfall je Monat eine Lagerdauer von 8 Monaten, welche als unkritisch zu bewerten ist. Deutlich höhere erforderliche Speichergrößen (ceteris paribus) könnten folglich zu einer kritischen Lagerzeit und theoretisch notwendigen Maßnahmen, wie dem Austausch des Dieselkraftstoffs führen, welche im Rahmen der vorliegenden Potentialanalyse nicht vertiefend betrachtet werden. Demgegenüber führen häufigere Ausfallraten und längere Ausfalldauern zu einem deutlich höheren Energiebedarf und somit kürzeren Lagerdauern der Brennstoffe.

Analog zu den Darstellungen in Abschnitt 5.2.1 werden die wesentlichen spezifischen Annahmen und Prämissen, welche den Analysen der Back-up-Energiesysteme zugrunde gelegt wurden, in nachfolgender Tabelle 12 zusammengefasst.

Inputparameter	Annahme bzw. Modellkonfiguration				
Eingesetzter Brennstoffzellentyp	LT PEM FC (ohne KWK)				
Durchschnittliche Ausfall- / Einsatzrate	1 Ausfall je Monat				
Durchschnittliche Ausfalldauer	3 h				
Jährlicher Auslastungs- bzw. Verwendungsgrad <sup>35</sup>	0,4 %				
	Use Case 3.1 <sup>36</sup>	Use Case 5.2 <sup>38</sup>			
Energiespeicherkapazität / Versorgungsdauer	24 h	24 h	10 h		
Kritikalitätsfaktor	1,5 (+50 %)	1,35 (+35 %)			

#### Tabelle 12: Weitere Annahmen und Modellkonfigurationen für Back-up-Energiesysteme

### 5.3.2 Darstellung der Gesamtergebnisse

Basierend auf den übergeordneten und den spezifischen Annahmen werden die Ergebnisse des Basisszenarios für die Use Cases 3.1, 4.1 und 5.2 der Back-up-Energieversorgung in nachstehender Abbildung 14 dargestellt. Hierbei handelt es sich zunächst um die vereinfachte Gegenüberstellung – weiterführende, detailliertere Betrachtungen erfolgen auf Basis eines ausgewählten Use Cases im Rahmen der anschließenden Folgeanalysen. Die in den Legenden aufgeführten "CAPEX - Energiesystem" beziehen sich stets auf das Gesamtenergiesystem, bestehend aus all jenen Komponenten, die

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Im Gegensatz zur semistationären Energieversorgung ist der jährliche Auslastungsgrad kein einstellbarer Inputparameter, sondern ergibt sich aus dem Verhältnis des Produkts aus Ausfallrate und -dauer. Die Verwendungsrate wird zur Veranschaulichung und Vergleichbarkeit an dieser Stelle ergänzend aufgeführt. <sup>36</sup> Kritische, regulierte Back-up-Leistung, beispielsweise Krankenhäuser.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Kritische, nicht regulierte Back-up-Leistung, beispielsweise Datenzentren.

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> Normale Back-up-Leistung, beispielsweise Bürokomplexe.



gegebenenfalls zur Umwandlung, zur Speicherung und zur Bereitstellung der Energie erforderlich sind.<sup>39</sup> Die "OPEX - Energieeinsatz u. Anlieferung" sind in diesem Fall ausschließlich für die belieferten Energieversorgungsanlagen relevant und umfassen die spezifischen Brennstoff- sowie deren einhergehende Lieferkosten.

Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass belieferte Systeme auch im Falle der Back-up-Energieversorgung vorteilhaft gegenüber jenen sind, die auf der lokalen EE-Erzeugung basieren – wenngleich Letztgenannte, wie im vorigen Abschnitt 5.3.1 beschrieben, lediglich den externen Bezug von grünem Strom vorsehen und folglich keine eigens errichteten und betriebenen EE-Anlagen beinhalten. Nichtsdestotrotz weisen Systeme, die auf lokaler EE-Erzeugung basieren, höhere Investitionskosten ("CAPEX – Energiesystem") gegenüber belieferten Systemen aus, was sich in den kostenintensiven Batterien oder den zahlreichen Komponenten der wasserstoffproduzierenden und -rückverstromenden Systeme begründet. Da Notstromanlagen im Allgemeinen durch eine sehr geringe Auslastung und somit variable operative Kosten geprägt sind, zeigen sich CAPEX-intensive Systeme, wie jene, die auf lokaler EE-Erzeugung basieren, nachteilig gegenüber belieferten Systemen.<sup>40</sup> Darüber hinaus ist bei den Ergebnissen für Anlagen mit lokaler EE-Erzeugung zu beachten, dass die LCOE für den Strombezug auf einer Vollauslastung der EE-Kapazitäten und folglich den geringstmöglichen Kosten basieren. Dieses "Best-Case"-Szenario sollte bei der Interpretation der Ergebnisse und Vorteilhaftigkeiten weiterhin berücksichtigt werden.

Der Vergleich der belieferten Systeme zeigt, dass Diesel-Gensets die kostengünstigste Option sind, wenn längere Ausfallzeiten überbrückt und folglich große Energiemengen vor Ort vorgehalten werden müssen. Dies wird durch den Vergleich der Use Cases 3.1 und 4.1 (Energiespeicherung für 24 Betriebsstunden) mit dem Use Case 5.1 (Energiespeicherung für 10 Betriebsstunden) deutlich. Wasserstoffspeicher sind erheblich teurer als Dieselspeicher, was Brennstoffzellen- und Wasserstoffverbrenner-Systeme bei höheren erforderlichen Speicherkapazitäten benachteiligt. Weiterhin ist festzuhalten, dass Back-up-Energiesysteme aufgrund ihrer sehr geringen Auslastung im Allgemeinen höhere LCOE ausweisen als dies bei semistationären und fest installierten Primärenergieversorgungsanlagen, welche eine signifikant größere Menge an jährlicher Nutzenergie erzeugen, der Fall ist.

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> Die "CAPEX – EE-Anlagen" werden separat ausgewiesen und beinhalten, wie bereits beschrieben, lediglich den CAPEX-Anteil des bezogenen Stroms auf LCOE-Basis. Da dieser mitunter sehr gering ausfällt, sind die Kostenblöcke nicht zwingend für jedes betreffende Energiesystem in den Diagrammen der Ergebnisdarstellung ersichtlich, können aber der vertiefenden Kostenaufschlüsselung des ausgewählten Use Cases in Abschnitt 5.3.3 entnommen werden.

<sup>&</sup>lt;sup>40</sup> In Regionen mit höheren Ausfallraten des Stromnetzes und folglich einer höheren Auslastung der Back-up-Systeme würde dies wiederum den CAPEX-Kostenbeitrag senken und den OPEX-Kostenbeitrag erhöhen.









#### Abbildung 14: Back-up-Energieversorgung -Übersicht und Vergleich der Gesamtergebnisse (LCOE) des Basisszenarios



### 5.3.3 Auswahl des repräsentativen Use Cases für die Folgeuntersuchungen

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Ergebnisse haben gezeigt, dass sich die Grundzusammenhänge für lokale EE-Anlagen über alle drei untersuchten Use Cases hinweg als ähnlich erweisen. Für die belieferten Systeme wurden die Unterschiede in der Kostenwettbewerbsfähigkeit zwischen den Anwendungsfällen erörtert. Die Auswahl des Use Cases für die weitere Analyse fiel auf Use Case 4.1. Diese Entscheidung beruht auf der hohen Relevanz von Notstromsystemen in der Digitalisierung und der Notwendigkeit, die Funktionsfähigkeit der digitalen Infrastruktur aufrechtzuerhalten. Dieser Use Case stellt eine vielversprechende Anwendung für wasserstoffbasierte Systeme dar und hat ebenso die Aufmerksamkeit von Unternehmen, wie beispielsweise Microsoft, auf sich gezogen, die mit Akteuren, wie Ballard Power Systems, kooperieren, um brennstoffzellenbasierte Notstromanlagen für Rechenzentren anzubieten.<sup>41</sup> Darüber hinaus sind zuverlässige und kohlenstoffarme Back-up-Stromversorgungssysteme für den Betrieb der digitalen Infrastruktur in Ländern, die über keine stabilen Netzverbindungen oder Stromversorgungen verfügen, von entscheidender Bedeutung. In Ländern, wie beispielsweise Südafrika, kommt es regelmäßig zu erheblichen Stromausfällen, was sich nachteilig auf Anbieter von Rechenzentren und Cloud-Diensten auswirkt, da diese eine unterbrechungsfreie Stromversorgung benötigen. So müssen zahlreiche Anbieter nach heutigem Stand auf konventionelle Reservestromquellen zurückgreifen, um ihre Geschäftsmodelle aufrechtzuerhalten, was zu einer nicht unerheblichen Umweltbelastung führt.<sup>42</sup> Wie Abbildung 14 sowie Tabelle 13 und Tabelle 14 zu entnehmen ist, sind Brennstoffzellensysteme im Anwendungsfall 4.1 weniger wettbewerbsfähig als Diesel-Gensets, allerdings nur geringfügig. Das Gleiche gilt für den Anwendungsfall 3.1. Die Wahl des Anwendungsfalls 4.1 für die weitere Analyse ermöglicht es daher, potenzielle techno-ökonomische Kipppunkte und Bedingungen zu untersuchen, unter denen Brennstoffzellensysteme einen Vorteil gegenüber Diesel-Gensets erreichen können.

Folgender Abbildung 15 kann das zugrunde gelegte normalisierte Bedarfs- bzw. Verbrauchsprofil von Use Case 4.1 entnommen werden, welches den charakteristischen, vorrangig konstanten Strombedarf eines repräsentativen Sommer- und Wintertags darstellt. Weiterhin werden die aggregierten Kostenblöcke aus der Ergebnisübersicht (Abbildung 14) in Tabelle 13 und Tabelle 14 vertiefend hinsichtlich der zugrunde liegenden Kostenkomponenten aufgeschlüsselt und folglich deren Beitrag zu den LCOE ausgewiesen.

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Exemplarischer Artikel zur Wasserstoffkooperation von Microsoft und Ballard auf <u>FuelCellWorks</u>.

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> Exemplarischer Artikel zum <u>südafrikanischen Markt für Datenzentren</u>.





Abbildung 15: Use Case 4.1 - Normalisiertes Verbrauchsprofil für Strom

#### Tabelle 13: Use Case 4.1 - Detaillierte Kostenaufschlüsselung für Systeme mit lokaler EE-Erzeugung

	Anteil an den I	.COE [€/kWh]		
Kostenkomponente	Wind + Li-Ion	PV + Li-Ion	Wind + H2 + LT PEM FC	PV + H2 + LT PEM FC
CAPEX – EE-Anlage				
EE-Erzeugung	0,09	0,09	0,26	0,26
Zwischensumme	0,09	0,09	0,26	0,26
CAPEX – Energiesystem				
Lithium-Ionen-Batterie	22,09	22,09		
H2-Kompression			0,14	0,14
Elektrolyseur			2,80	2,80
H2-Speicher			1,79	1,79
LT PEM FC			3,74	3,74
Zwischensumme	22,09	22,09	8,46	8,46
OPEX – Wul des Gesamtsystems				
EE-Erzeugung	0,04	0,01	0,11	0,04
Lithium-Ionen-Batterie	5,85	5,85		
H2-Kompression			0,08	0,08
Elektrolyseur			0,82	0,82



	Anteil an den LCOE [€/kWh]				
Kostenkomponente	Wind + Li-Ion	PV + Li-lon	Wind + H2 + LT PEM FC	PV + H2 + LT PEM FC	
H2-Speicher			0,42	0,42	
LT PEM FC			1,17	1,17	
Zwischensumme	5,89	5,86	2,48	2,48	
Summe (LCOE)	28,07	28,05	11,31	11,23	

#### Tabelle 14: Use Case 4.1 - Detaillierte Kostenaufschlüsselung für belieferte Energiesysteme

	Anteil an den LCOE [€/kWh]			
Kostenkomponente	Diesel-Genset	LT PEM FC	H2 ICE	
CAPEX – Energiesystem				
Umwandlung (ICE oder BZ)	5,06	3,74 <sup>43</sup>	6,53	
Energiespeicher	0,02	1,80	2,29 <sup>44</sup>	
Zwischensumme	5,08	5,54	8,82	
OPEX – Wul des Gesamtsystems				
Umwandlung (ICE oder BZ)	1,08	1,17	1,30	
Energiespeicher	0,01	0,42	0,54	
Zwischensumme	1,09	1,59	1,84	
OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung				
Energieeinsatz u. Anlieferung	0,95	0,62	0,79	
Zwischensumme	0,95	0,62	0,79	
Summe (LCOE)	7,12	7,75	11,46	

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Wenngleich die LT PEM FC höhere spezifische CAPEX als der Dieselgenerator ausweist, siehe Abschnitt 4.1.3.1, führen die höhere erwartete Lebensdauer und die geringeren Instandsetzungskosten der

Brennstoffzellentechnologie zu geringeren kalkulatorischen Kosten auf Anlagenebene.

<sup>&</sup>lt;sup>44</sup> Trotz der gleichen zugrunde gelegten Use-Case-spezifischen Versorgungsdauer führt die geringere Effizienz des Wasserstoffverbrenners gegenüber der Brennstoffzelle zu einer größeren erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität.



### 5.3.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse für die Back-up-Systeme folgt dem gleichen Prinzip der entsprechenden Untersuchungen für die semistationäre Energieversorgung und unterliegt analog den allgemeingültigen Erklärungen zu Beginn von Abschnitt 5.2.4. Folglich können die einzeln analysierten Einflussfaktoren hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Technologien entweder zu gegenläufigen bzw. kannibalisierenden oder auch kumuliert-positiven Effekten führen.

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, basiert die Sensitivitätsanalyse für die Notstromversorgung auf Use Case 4.1 – der kritischen, nicht-regulierten Back-up-Leistung, wie beispielsweise von Datenzentren. Aufgrund des aufgezeigten signifikanten Kostenunterschieds zwischen den Technologieoptionen mit lokaler EE-Erzeugung und den belieferten Energiesystemen fokussieren die Untersuchungen im Folgenden jene Anlagen mit Brennstoffanlieferung, bei denen wasserstoffbasierte Systeme im betrachteten Zeitraum bereits die kostengünstigste Variante sein können. Die Kostenlücke hinsichtlich den LCOE von PV- und Wind-basierten Anlagen würde beispielsweise durch die Sensitivitäten der Investitionskosten des Elektrolyseurs, der LT PEM FC oder auch der Wasserstoffspeicher – in realistischen bzw. vertretbaren Größenordnungen – nicht geschlossen werden können. In den anschließenden Unterabschnitten erfolgt daher nun die Auswertung der durchgeführten Sensitivitätsanalyse für die belieferten Systeme anhand der CAPEX der LT PEM FC und des Wasserstoffspeichers, der Speicherkapazität, der Brennstoffkosten (für Wasserstoff und Diesel) sowie deren entsprechenden Lieferdistanz und den spezifischen Anlieferungskosten für Wasserstoff.

### 5.3.4.1 CAPEX der LT PEM FC und des Wasserstoffspeichers

Wie soeben beschrieben, bilden Abbildung 16 und Abbildung 17 die Sensitivitäten der Brennstoffzellenbzw. der Wasserstoffspeicherkosten hinsichtlich den LCOE der belieferten LT PEM FC ab, wobei diese jeweils mit dem Diesel-Genset des Basisszenarios verglichen werden. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Reduzierung der Investitionskosten um 25 bzw. 50 Prozent jeweils der LT PEM FC und des Wasserstoffspeichers das LT-PEM-FC-Gesamtsystem gegenüber dem Diesel-Genset-System wettbewerbsfähig macht. Dies ist der Fall, da die CAPEX-Komponenten bei Back-up-Systemen durch deren geringe Auslastung einen großen Einfluss auf die Gesamt-LCOE haben, wie bereits beschrieben und in Abbildung 14 sowie in Tabelle 14 verdeutlich wurde. Unter der Annahme bzw. angesichts des erwarteten Szenarios, dass die Kosten von Brennstoffzellensystemen mit zunehmender Industrialisierung künftig weiter sinken, können derartige Systeme bei kritischen Back-up-Anwendungen schließlich kostenseitig mit der konventionellen Dieseltechnologie konkurrieren, was jedoch nicht vor 2026 zu erwarten ist.





#### Abbildung 16: Einfluss der LT-PEM-FC-CAPEX auf die LCOE der LT PEM FC (beliefertes System)



# Abbildung 17: Einfluss der Wasserstoffspeicher-CAPEX auf die LCOE der LT PEM FC (beliefertes System) 5.3.4.2 Versorgungsdauer bzw. Speicherkapazität

Wie bereits in Abschnitt 5.3.2 angedeutet wurde, hat ebenso die (einstellbare) Versorgungsdauer und die einhergehend erforderliche Speicherkapazität aufgrund der höheren spezifischen Speicherkosten für Wasserstoff verglichen mit Diesel einen erheblichen Einfluss auf die Kostenwettbewerbsfähigkeit von Wasserstofftechnologien. Wie durch den Anstieg der Trendlinien in folgender Abbildung 18 dargestellt wird, korrelieren die LCOE des LT-PEM-FC-Systems, gefolgt vom Wasserstoffverbrenner, deutlich stärker mit der Energiespeicherkapazität als dies beim Diesel-Genset der Fall ist. Wie ebenso verdeutlicht wird, könnten LT-PEM-FC-Systeme daher in Anwendungsfällen, die eine kürzere Versorgungsdauer erlauben, gegenüber Dieselaggregaten im Vorteil sein. Im Kontext der getroffenen Annahmen und durchgeführten Modelluntersuchungen erweist sich das Brennstoffzellensystem bei Speicherdauern unter ca.



16 Stunden (ceteris paribus) als wettbewerbsfähig gegenüber der konventionellen Dieseltechnologie – für den Wasserstoffverbrenner existiert kein entsprechender Kipppunkt im realistischen Bereich.



#### Abbildung 18: Einfluss der erforderlichen Versorgungsdauer / Energiespeicherkapazität auf die LCOE

### 5.3.4.3 Brennstoffkosten (Wasserstoff und Diesel)

Im Gegensatz zu den bereits untersuchten CAPEX-Elementen und der Versorgungsdauer bzw. der Speicherkapazität hat der Brennstoffpreis bei den Back-up-Systemen vergleichsweise nur einen geringen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Technologien. Dies ist auf deren anwendungsspezifische geringe Auslastung zurückzuführen, die sich aus den zugrunde gelegten Ausfallhäufigkeiten bzw. frequenzen sowie den Ausfalldauern ergibt. Wie Abbildung 19 und Abbildung 20 zu entnehmen ist, könnte das LT-PEM-FC-System unter den getroffenen Annahmen mit Diesel-Gensets konkurrenzfähig werden, wenn ein Wasserstoffpreis von unter 1,5 €/kg vorliegt. Im Umkehrschluss könnte ein Dieselpreis von über ca. 3,2 €/l zum gleichen Szenario führen. Der Wasserstoffverbrenner kann weder bei einem Dieselpreis noch bei einem Wasserstoffpreis im realistischen Bereich eine Kostenparität mit dem Diesel-Genset erreichen. Auch wenn dessen Wirkungsgrad laut Herstellerangaben leicht über dem des konventionellen Dieselaggregats liegt, was in der Praxis wiederum stark vom Betriebsmodus und Lastbereich und folglich den spezifischen Anforderungen des Use Cases abhängt, können die Effizienzvorteile die vergleichsweise höheren CAPEX nicht amortisieren, wie dies wiederum bei der Brennstoffzelle der Fall ist.





#### Abbildung 19: Einfluss des Wasserstoffpreises auf die LCOE



#### Abbildung 20: Einfluss des Dieselpreises auf die LCOE

### 5.3.4.4 Anlieferungsdistanz und -kosten der Brennstoffe

Ähnlich wie bei den im vorigen Abschnitt 5.3.4.3 dargestellten Ergebnissen haben die Anlieferungsdistanz sowie die Anlieferungskosten nur begrenzte Auswirkungen auf die LCOE und folglich die Kostenwettbewerbsfähigkeit der Wasserstofftechnologien. Dies ist erneut darauf zurückzuführen, dass die CAPEX-Elemente gegenüber den brennstoffabhängigen OPEX einen deutlich höheren Anteil an den Gesamt-LCOE einnehmen. Aus diesem Grund bleiben Diesel-Gensets im Kontext der getroffenen



Annahmen selbst bei kurzen Anlieferungsdistanzen und entsprechend geringen Lieferkosten für den Wasserstoff gegenüber Brennstoffzellen im Vorteil, wie nachfolgend Abbildung 21 und Abbildung 22 entnommen werden kann. Da die spezifischen Anlieferungskosten für Diesel vergleichsweise niedrig ausfallen und folglich eine noch geringere Sensitivität und Relevanz ausweisen, werden diese nicht gesondert abgebildet.



Abbildung 21: Einfluss der Anlieferungsdistanz auf die LCOE



#### Abbildung 22: Einfluss der Anlieferungskosten von Wasserstoff auf die LCOE



## 5.4 Primärenergieversorgung

### 5.4.1 Spezifische Annahmen und Modellkonfigurationen

Stationäre bzw. ortsgebundene Systeme, die zur primären Strom- bzw. Energieversorgung von dezentralen, autarken Anwendungen genutzt werden, unterscheiden sich von semistationären Anlagen in der Hinsicht, dass sie über die Nutzungsdauer hinweg als fest installiertes System verstanden werden können. Daher ist im Vergleich zu semistationären Systemen ebenso die Windenergie eine Option für die Erzeugung von EE vor Ort, die für Systeme mit Lithium-Ionen-Batterien oder die lokale Wasserstoffproduktion in Frage kommt. Wenngleich für die lokalen EE-Erzeugungssysteme modell- bzw. optimierungsseitig eine initiale Befüllung der Speicher mit Strom bzw. Wasserstoff empfohlen wird, erfolgt im Gegensatz zum kurzfristigeren Einsatz der semistationären Systeme im vorliegenden Fall keine Berücksichtigung dieser Kosten in der Analyse. Dies wird vereinfachend angenommen, da die stationären Primärenergieversorgungssysteme einen deutlich längerfristigen und kontinuierlichen Einsatz abbilden, bei dem der beschriebene Kostenfaktor der initialen Befüllung wenig Relevanz aufzeigt. Folglich können die ausgewiesenen LCOE ebenso für die Folgejahre und somit die Betrachtungen und Untersuchungen von langfristigen Betriebszeiten zugrunde gelegt werden, wie dies bei der stationären Primärenergieversorgung in der Regel der Fall ist. Zudem schließen die Modellsimulationen auf Jahresbasis stets mit einem vollen Wasserstoff- bzw. Batteriespeicher ab, um die korrekte Abbildung eines kontinuierlichen Betriebs sicherzustellen.

Analog zu den semistationären Systemen, wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben, basieren die Simulationen des Basisszenarios brennstoffzellenseitig auf der SOFC-Technologie, begründet durch deren niedrigere CAPEX auf Systemebene, den höheren TRL sowie die bessere Widerstandsfähigkeit bzw. Toleranz gegenüber Unreinheiten des Brennstoffs und der genutzten Umgebungsluft. Darüber hinaus bietet das Modell die Möglichkeit, in der künftigen Anwendung ebenso die LT-PEM-KWK-Brennstoffzelle den Untersuchungen zugrunde zu legen, welche aufgrund ihrer höheren Leistungsdichte bei Anwendungen mit Einschränkungen hinsichtlich Gewicht und Volumen der Anlagen vorteilhaft sein kann.<sup>45</sup> Des Weiteren besteht wie bei den semistationären Systemen eine der Hauptannahmen darin, dass das System autark und ohne ungedeckte Last arbeitet, was bedeutet, dass der gesamte Energiebedarf des Anwendungsfalls von den Systemen abgedeckt wird. Daher dimensioniert der implementierte Optimierungsalgorithmus die Systeme dementsprechend. Die wesentlichen einsatzkategoriespezifischen Annahmen und Modelleinstellungen der Anwendungsfälle der Primärenergieversorgung können ergänzend nachfolgender Tabelle 15 entnommen werden.

Inputparameter	Annahme bzw. Modellkonfiguration
Eingesetzter Brennstoffzellentyp	SOFC
Jährlicher Auslastungs- bzw. Verwendungsgrad	100 %

#### Tabelle 15: Weitere Annahmen und Modellkonfigurationen für Primärenergiesysteme

<sup>45</sup> Theoretisch kann den Fallbetrachtungen der Primärenergieversorgung auch die LT PEM FC (ohne KWK) zugrunde gelegt werden. Da deren techno-ökonomische Charakteristika (bezüglich Lebensdauer, Kosten, etc.) jedoch dem Einsatz in der Notstromversorgung entsprechen und diese zudem über keine Wärmerückgewinnungskomponenten verfügt – siehe Abschnitt 4.1.3.1 – wären die Ergebnisse nur eingeschränkt plausibel und wenig belastbar.



Inputparameter	Annahme bzw. Modellkonfiguration
Energiespeicherkapazität / Versorgungsdauer <sup>46</sup>	168 h / 7 d (Use Cases 6.3, 6.5, 8.4, 9.4)
	672 h / 28 d (Use Case 9.2)

### 5.4.2 Darstellung der Gesamtergebnisse

Auf Basis der beschriebenen übergreifenden und spezifischen Annahmen werden in folgender Abbildung 23 die Ergebnisse der Modellierung von Use Cases 6.3, 6.5, 8.4, 9.2 und 9.4 der primären Energieversorgung dargestellt. Wie bereits in den Kapiteln 5.2.2 und 5.3.2 spezifiziert, beziehen sich die in den Legenden aufgeführten "CAPEX - Energiesystem" stets auf das Gesamtenergiesystem, bestehend aus all jenen Komponenten, die gegebenenfalls zur Umwandlung, zur Speicherung und zur Bereitstellung der Energie erforderlich sind. Die "OPEX - Energieeinsatz u. Anlieferung" sind wiederum ausschließlich für die belieferten Energieversorgungsanlagen relevant und umfassen die spezifischen Brennstoff- sowie deren einhergehende Lieferkosten.

Bei der Betrachtung aller fünf analysierten und in Abbildung 23 dargestellten Use Cases wird deutlich, dass windkraftbasierte Systeme geringere LCOE als PV-basierte Systeme aufweisen. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Analyse auf durchschnittlichen EE-Erzeugungsprofilen für Deutschland basiert, bei denen sich Windenergie als günstiger gegenüber PV erweist. Beim Vergleich von PV- und Windkraftanlagen bedeutet dies, dass PV-Systeme wesentlich größere Energiespeicher benötigen, um die Zeit zu überbrücken, in der die lokale Energieerzeugung nur unzureichend möglich ist. Außerdem muss die PV-Anlage größer ausgelegt bzw. dimensioniert werden, um auch eben diesen Strom zu produzieren, der in Zeiten der erzeugungsseitigen Unterdeckung nutzbar gemacht werden kann. Der Vergleich der direkten Nutzung von EE-Quellen in den ausgewählten Use Cases zeigt, dass im Optimalfall jene Use Cases, die mit Windenergie versorgt werden, ungefähr 80 Prozent ihrer Energie direkt aus den Windkraftanlagen beziehen können, während der Rest aus den Energiespeichern abgedeckt wird. Jene Fallbetrachtungen, die wiederum durch PV versorgt werden, können im Optimalfall nur ungefähr 50 Prozent ihrer Energie direkt aus den EE-Anlagen beziehen, während 50 Prozent aus den Energiespeichern bereitgestellt wird. Abbildung 25 im folgenden Abschnitt 5.4.3 verdeutlicht diesen Zusammenhang und zeigt, dass dieser unabhängig vom verwendeten Speichermedium – Lithium-Ionen-Batterie oder Wasserstoff – zu verstehen ist. Dies spiegelt sich in den abgebildeten höheren CAPEX für die Energieerzeugung und -speicherung bei PV-Systemen verglichen mit Windkraftanlagen wider.

Beim Vergleich von Lithium-Ionen-Batterien und wasserstoffbasierten Speicher- und Umwandlungssystemen wird deutlich, dass Wasserstoffsysteme in Verbindung mit Windenergie geringere Energiegestehungskosten als Lithium-Ionen-Batteriesysteme aufweisen. Für Windkraftanlagen stellen die geringeren Speicherkosten von Wasserstoff im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien einen erheblichen Kostenvorteil dar, der sogar den geringeren Wirkungsgrad durch die Verwendung von Wasserstoff als Speicher sowie die Tatsache, dass mehr Windkraftkapazität installiert werden muss, ausgleicht. Ebenso sind PV-Wasserstoff-basierte Systeme kostengünstiger als PV-Lithium-Ionen-Batterie-

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> Nur im Falle der belieferten Technologieoptionen relevant, wie bereits in Abschnitt 4.1.4 beschrieben. Für die Systeme mit lokaler EE-Erzeugung wird die Speichergröße über den Optimierungsalgorithmus bestimmt.



Systeme. Das durchschnittliche PV-Erzeugungsprofil Deutschlands unterliegt großen saisonalen Schwankungen, die eine Speicherung erforderlich machen. Wasserstoff ist für diese Anwendung besser geeignet, da Lithium-Ionen-Batterien in Zeiten geringer Sonneneinstrahlung theoretisch häufig aufgeladen werden müssen. Dadurch erhöht sich das Verhältnis von installierter Kapazität zu Speichergröße, was zu einer großen Menge ungenutzten Stroms sowie einer hohen erforderlichen Batterieleistung führt und sich wiederum negativ auf die Investitionskosten auswirkt. Der soeben beschriebene Zusammenhang wird für Use Case 9.2 exemplarisch in Abbildung 25 im folgenden Abschnitt 5.4.3 dargestellt. Diese zeigt die Zusammensetzung des konsumierten Stroms durch die Bedarfsapplikation sowie die Aufteilung des erzeugten Stroms der EE-Anlage.

Die soeben beschriebenen Ergebnisse würden sich zwangsläufig in geografischen Lagen mit unterschiedlichem Potential für EE aus Wind und PV ändern. Die Umstände, unter denen Systeme auf der Grundlage von EE vorteilhaft sein könnten, hängen vom jeweiligen Erzeugungsprofil (Kapazitätsfaktor und saisonale Schwankungen) sowie dem Use-Case-spezifischen Verbrauchsprofil der betrachteten Region ab. Es ist zu erwarten, dass in Gebieten mit einem hohen solaren Kapazitätsfaktor PV-basierte Systeme wettbewerbsfähiger als am Standort Deutschland sind.

Die Ergebnisse und Tendenzen für die belieferten Systeme ähneln den in Abschnitt 5.2.2 dargestellten Resultaten der Modellierung der semistationären Energieerzeugung. Die SOFC wie auch der Wasserstoffverbrennungsmotor erweisen sich als wettbewerbsfähig gegenüber dem Dieselgenerator im 100-kW-Bereich. Da der Investitionskostenunterschied in dieser Leistungsklasse nicht signifikant ausfällt, ermöglichen die hohe Systemeffizienz und folglich die geringeren Kosten für den Brennstoffeinsatz und dessen Anlieferung bereits im betrachteten Zeitraum um das Jahr 2026 eine vorteilhafte Gesamtkostenbilanz für die Brennstoffzelle. Positiv beeinflusst wird dies jedoch auch durch die vergleichsweise gering angenommene Versorgungsdauer und folglich die benötigte geringe Energiespeicherkapazität. Bei deutlich höheren bzw. längeren Versorgungsdauern – beispielsweise aufgrund schlechter oder sehr aufwändiger Anlieferungsbedingungen – würde dies erwartungsgemäß zu einer Umkehr der Vorteilhaftigkeit in Richtung Diesel-Genset führen, wie ebenso im Rahmen der anschließenden Sensitivitätsanalysen vertiefend beschrieben wird. Wie bereits in Kapitel 5.2.2 ausgeführt, könnten Wasserstoffspeicherkosten künftig durch eine günstige Lage bzw. die Anbindung an großskalige Speicherkonzepte, wie Salzkavernen, oder auch Infrastrukturen, wie Pipelines, signifikant sinken.







OPEX - Energieeinsatz u. Anlieferung



Abwärmenutzung

Abbildung 23: Primärenergieversorgung -Übersicht und Vergleich der Gesamtergebnisse (LCOE) des Basisszenarios



Die Abwärmenutzung wurde bis auf die Batteriecontainerlösungen<sup>47</sup> für alle untersuchten Technologieoptionen ausgewiesen und lediglich bei Use Case 6.3 ausgeschlossen, welcher nur durch einen Strombedarf charakterisiert ist, siehe Tabelle 3 in Kapitel 3.3. Da die Abwärmenutzung modellseitig vereinfacht zu kalkulatorischen Einnahmen aufgrund der eingesparten alternativen Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis führt, werden die positiven Cashflows als "Negativkosten" unter der X-Achse der Diagramme dargestellt. Es kann festgehalten werden, dass die Nutzung von Abwärme im Kontext der getroffenen Annahmen zwar einen Mehrwert aufzeigt, dieser jedoch keine entscheidende Rolle hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit der Technologien spielt – auch, weil derartige Systeme durch höhere CAPEX für die Wärmerückgewinnungskomponenten charakterisiert sind. Nichtsdestotrotz ist angesichts steigender Erdgaspreise und weiterer geopolitischer Aspekte, aber auch aus Gründen der Nachhaltigkeit und dem Umweltschutz von einem steigenden Potential und einer zunehmenden Bedeutung der Abwärmenutzung auszugehen.

### 5.4.3 Auswahl des repräsentativen Use Cases für die Folgeuntersuchungen

Die soeben dargestellten und beschriebenen Ergebnisse haben gezeigt, dass sich die Grundzusammenhänge und Vorteilhaftigkeiten über alle anderen Anwendungsfälle der primären Energieerzeugung hinweg als weitestgehend ähnlich bzw. analog erweisen. Für die anschließend beschriebenen Folgeuntersuchungen wurde Use Case 9.2 ausgewählt, welcher die KWK-Versorgung von netzfernen Haushalten, wie beispielsweise in Quartieren, beschreibt. Eben deren Primärenergieversorgung stellt in Entwicklungs- und Schwellenländern eine große Herausforderung bzw. bis dato ein wesentliches Hindernis für die Erhöhung des dortigen Lebensstandards dar. Dieser Use Case ist auch der einzige untersuchte Anwendungsfall für Primärenergie, bei dem Dieselgeneratoren einen Vorteil gegenüber belieferten wasserstoffbasierten Versorgungssystemen haben. Die Konzentration auf Use Case 9.2 ermöglicht es daher, die Kipppunkte zu untersuchen, bei denen wasserstoffbasierte Versorgungssysteme Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Dieselgeneratoren erreichen können. Zusätzlich werden die potenziellen Kipppunkte für PV-basierte Wasserstoffsysteme im Vergleich zu PV-Lithium-Ionen-Batterie-Systemen untersucht.

Folgender Abbildung 24 kann das zugrunde gelegte normalisierte Bedarfs- bzw. Verbrauchsprofil von Use Case 9.2 entnommen werden, welches jeweils den charakteristischen Strom- und Wärmebedarf eines repräsentativen Sommer- und Wintertags darstellt. Wie in den Abschnitten 4.1.2 und 5.1 dargestellt, liegt der Erdgaspreis für Use Case 9.2 bei 0,06 €/kWh, der dem Preis für Privat- bzw. Haushaltskunden entspricht.<sup>48</sup> Weiterhin werden die aggregierten Kostenblöcke aus der Ergebnisübersicht in Abbildung 23 anschließend in Tabelle 16 und Tabelle 17 vertiefend hinsichtlich der zugrunde liegenden Kostenkomponenten aufgeschlüsselt und folglich deren Beitrag zu den LCOE ausgewiesen.<sup>49</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>47</sup> Die potenzielle Abwärmenutzung bei Batteriesystemen wurde aufgrund des vergleichsweise geringeren Potentials und der resultierenden hohen modellseitigen Komplexität ausgeschlossen.

<sup>&</sup>lt;sup>48</sup> Auf die Bedeutung des Erdgaspreises wird im abschließenden Kapitel 6 weiterführend eingegangen.

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> Kostenkomponenten, die mit 0,00 €/kWh ausgewiesen werden, sind nicht gleich, sondern lediglich kleiner 0,005, da es sich um Rundungswerte handelt. Sofern eine Kostenkomponente im abgebildeten Energiesystem nicht vorhanden ist, wie beispielsweise ein Wasserstoffspeicher in einer PV-Batterie-Anlage, wird entsprechend kein Wert aufgeführt.





Abbildung 24: Use Case 9.2 - Normalisiertes Verbrauchsprofil für Strom und Wärme

#### Tabelle 16: Use Case 9.2 - Detaillierte Kostenaufschlüsselung für Systeme mit lokaler EE-Erzeugung

	Anteil an den LCOE [€/kWh]			
Kostenkomponente	Wind + Li-Ion	PV + Li-Ion	Wind + H2 + SOFC	PV + H2 + SOFC
CAPEX – EE-Anlage				
EE-Erzeugung	0,16	0,52	0,18	0,36
Zwischensumme	0,16	0,52	0,18	0,36
CAPEX – Energiesystem				
Lithium-Ionen-Batterie	0,30	0,48		
H2-Kompression			0,01	0,04
Elektrolyseur			0,02	0,10
H2-Speicher			0,03	0,32
SOFC			0,06	0,06
Zwischensumme	0,30	0,48	0,13	0,52
OPEX – Wul des Gesamtsystems				
EE-Erzeugung	0,07	0,08	0,08	0,06
Lithium-Ionen-Batterie	0,05	0,08		
H2-Kompression			0,00	0,01
Elektrolyseur			0,00	0,02



	Anteil an den LCOE [€/kWh]						
Kostenkomponente	Wind + Li-Ion Wind + H2 + SOFC PV + H2 + SOFC						
H2-Speicher			0,01	0,05			
SOFC			0,01	0,01			
Zwischensumme	0,12	0,16	0,10	0,15			
Abwärmenutzung							
Abwärmenutzung			-0,01	-0,02			
Zwischensumme			-0,01	-0,02			
Summe (LCOE)	0,58	1,16	0,40	1,01			

#### Tabelle 17: Use Case 9.2 - Detaillierte Kostenaufschlüsselung für belieferte Energiesysteme

	Anteil an den LCOE [€/kWh]			
Kostenkomponente	Diesel-Genset	SOFC	H2 ICE	
CAPEX – Energiesystem				
Umwandlung (ICE oder BZ)	0,04	0,06	0,06	
Energiespeicher	0,00	0,21	0,26	
Zwischensumme	0,04	0,27	0,32	
OPEX – Wul des Gesamtsystems				
Umwandlung (ICE oder BZ)	0,03	0,01	0,03	
Energiespeicher	0,00	0,03	0,04	
Zwischensumme	0,03	0,04	0,07	
OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung				
Energieeinsatz u. Anlieferung	0,60	0,39	0,49	
Zwischensumme	0,60	0,39	0,49	
Abwärmenutzung				
Abwärmenutzung	-0,05	-0,04	-0,05	
Zwischensumme	-0,05	-0,04	-0,05	
Summe (LCOE)	0,62	0,66	0,84	



Wie bereits im vorigen Abschnitt 5.4.2 verwiesen wurde, kann folgender Abbildung 25 ergänzend die Energiemengenbetrachtung für Use Case 9.2 entnommen werden. An dieser Stelle sei erneut erwähnt, dass die Direktabnahme auf Verbrauchsseite stets der Direktabgabe auf Erzeugungsseite entspricht – die Ein- und Ausspeicherung unterliegt wiederum den zugehörigen Anlagen- und Systemwirkungsgraden, wodurch sich bei wasserstoffbasierten Technologieoptionen (beispielsweise "PV + H2 + SOFC") die deutlich höhere Energiemenge auf Erzeugungsseite ergibt. Wie bereits beschrieben, sind insbesondere die PV-basierten Systemkonfigurationen durch hohe Anteile ungenutzter Energie aufgrund erforderlicher Überkapazitäten der EE-Anlagen charakterisiert.



#### Abbildung 25: Use Case 9.2 - Energiemengenbetrachtung für Verbrauchs- und Erzeugungsseite

### 5.4.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse für die fest installierten Primärenergieversorgungssysteme folgt dem gleichen Prinzip der entsprechenden Untersuchungen für die semistationäre sowie die Back-up-Energieversorgung und unterliegt analog den allgemeingültigen Erklärungen zu Beginn von Abschnitt 5.2.4. Folglich können die einzeln analysierten Einflussfaktoren hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Technologien entweder zu gegenläufigen bzw. kannibalisierenden oder auch kumuliert-positiven Effekten führen.

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, basiert die Sensitivitätsanalyse im Folgenden auf Use Case 9.2 – der KWK-Versorgung für Haushalte, wie beispielsweise von Wohngebieten. Aufgrund des aufgezeigten signifikanten Kostenunterschieds zwischen den Wasserstofftechnologien mit lokaler Windbzw. PV-Erzeugung, fokussiert der erste Teil der Analyse auf diese Technologien. Die Untersuchung basiert auf den Investitionskosten des Elektrolyseurs, der SOFC und des Wasserstoffspeichers. Bei den semistationären Fallbetrachtungen wurden Systeme mit lokaler EE-Erzeugung nicht berücksichtigt, da sie sich im Vergleich zu belieferten Anlagen als nicht wettbewerbsfähig erwiesen haben. Bei stationären Primärenergiesystemen ist dies nicht der Fall – daher werden im vorliegenden Abschnitt ebenso die Investitionskosten für Elektrolyseure berücksichtigt.



Der zweite Teil der Untersuchungen dieses Kapitels befasst sich mit der Auswertung der durchgeführten Sensitivitätsanalyse für die belieferten Systeme anhand der CAPEX der SOFC und des Wasserstoffspeichers, der Speicherkapazität, der Brennstoffkosten (für Wasserstoff und Diesel) sowie deren entsprechenden Lieferdistanz und den spezifischen Anlieferungskosten für Wasserstoff.

### 5.4.4.1 CAPEX des Elektrolyseurs, der SOFC und des Wasserstoffspeichers<sup>50</sup>

Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 stellen die Sensitivitäten der SOFC-, der Elektrolyseurbzw. der Wasserstoffspeicher-CAPEX hinsichtlich den LCOE der PV-basierten Wasserstoffsysteme dar, wobei diese jeweils mit dem Dieselgenerator des Basisszenarios verglichen werden. Die Ergebnisse zeigen, dass jeweils eine Halbierung der Kosten der SOFC, des Elektrolyseurs oder des Wasserstoffspeichers (50 Prozent der CAPEX) nicht dazu führt, dass das PV-basierte Wasserstoffsystem wettbewerbsfähig gegenüber dem Dieselgenerator wird. Jedoch haben die Wasserstoffspeicherkosten den größten Einfluss auf die LCOE von PV-basierten Wasserstoffsystemen, gefolgt von den Elektrolyseurund den SOFC-Kosten.

Wie ebenso aus den Diagrammen ersichtlich wird, nehmen die EE-CAPEX einen signifikanten Anteil an den Gesamt-LCOE der PV-basierten Wasserstoffsysteme ein. Würde diese Analyse für eine andere geografische Lage mit entsprechendem Lastprofil durchgeführt, wie beispielsweise in einem Entwicklungsland mit hoher Sonneneinstrahlung, so könnten die Ergebnisse deutlich vorteilhafter aus Sicht der wasserstoffbasierten Systeme ausfallen. Unter der Voraussetzung deutlich sinkender LCOE-Kostenbeiträge sowohl der Wasserstoffspeicherung als auch der EE-Erzeugung könnte das PV-basierte Wasserstoffsystem wettbewerbsfähig gegenüber dem Dieselgenerator und folglich der konventionellen Referenztechnologie werden.





<sup>&</sup>lt;sup>50</sup> Relevant für die Fallbetrachtungen und Technologieoptionen mit lokaler EE- und Wasserstofferzeugung.









#### Abbildung 28: Einfluss der Wasserstoffspeicher-CAPEX auf die LCOE des "PV+H2+SOFC"-Systems

### 5.4.4.2 CAPEX der SOFC und des Wasserstoffspeichers<sup>51</sup>

Wie in Abschnitt 5.4.4 beschrieben, konzentriert sich der zweite und nun folgende Teil der Sensitivitätsanalyse auf die belieferten Systeme. Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen die Sensitivitäten der SOFC- und der Wasserstoffspeicher-CAPEX in Bezug auf die Gesamt-LCOE des SOFC-Systems und vergleichen diese mit dem Dieselgenerator des Basisszenarios. Die Ergebnisse zeigen, dass die jeweilige Senkung der Investitionskosten der SOFC oder des Wasserstoffspeichers um 50 bzw. 25 Prozent dazu führt, dass das SOFC-System gegenüber dem Diesel-Genset wettbewerbsfähig wird. Wie bereits in Abschnitt 5.4.2 erwähnt, könnte eine Verringerung der erforderlichen lokalen

<sup>&</sup>lt;sup>51</sup> Relevant für die belieferten Fallbetrachtungen und Technologieoptionen.



Speicherkapazität durch beispielsweise nahegelegene großskalige Wasserstoffspeicherprojekte, wie Salzkavernen, und die damit verbundene mögliche häufige Belieferung zukünftig realisierbar werden.



CAPEX - Energiesystem 🔳 OPEX - Wul des Gesamtsystems 🔳 OPEX - Energieeinsatz u. Anlieferung 🔳 Abwärmenutzung





#### Abbildung 30: Einfluss der Wasserstoffspeicher-CAPEX auf die LCOE der SOFC (beliefertes System)

### 5.4.4.3 Versorgungsdauer bzw. Speicherkapazität

Weiterhin erweist sich besonders die anwendungsspezifische Versorgungsdauer sowie die daraus resultierende benötigte Energiespeicherkapazität, welche im Rahmen des Basisszenarios mit 28 Tagen (d) bzw. 672 Stunden angenommen wurde, als signifikanter bzw. kritischer Kostentreiber für wasserstoffbasierte Technologien. So wirken sich längere Versorgungsdauern und einhergehende Speichergrößen – aufgrund der deutlich höheren spezifischen Kosten je kg Wasserstoff verglichen mit konventionellen Dieseltanks (je Liter) – überproportional auf die LCOE und somit die Wirtschaftlichkeit



von Brennstoffzellen aus, wie folgender Abbildung 31 entnommen werden kann.<sup>52</sup> Im Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen kann auf Basis der Modellbetrachtungen abgeleitet werden, dass belieferte SOFC-Systeme der 100-kW-Klasse wettbewerbsfähig gegenüber Dieselaggregaten sind, wenn ein kontinuierlicher Versorgungsbedarf entsprechend unter ca. 23 Tagen vorliegt – für den Wasserstoffverbrenner ist dies bis sieben Tage der Fall.



#### Abbildung 31: Einfluss der erforderlichen Versorgungsdauer / Energiespeicherkapazität auf die LCOE

### 5.4.4.4 Brennstoffkosten (Wasserstoff und Diesel)

Sowohl der Preis für Wasserstoff als auch der für Diesel haben einen signifikanten Einfluss auf die LCOE und folglich die Wettbewerbsfähigkeit belieferter wasserstoffbasierter Energiesysteme, da diese neben den Anlieferungskosten die "OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung" als größten Kostenblock maßgeblich beeinflussen. Im Kontext der Prämissen und Annahmen der Modellierung würden belieferte SOFC-Systeme (bei einem konstanten Dieselpreis von 1,9  $\in$ /I) bis zu einem Wasserstoffpreis von ca. 3,9  $\in$ /kg wettbewerbsfähig bleiben – für den Wasserstoffverbrenner gilt dies bis ca. 1,8  $\in$ /kg. Im Umkehrschluss, bei einem konstanten angenommenen Wasserstoffpreis von 4,5  $\in$ /kg, erreichen SOFC-Technologien über einem Dieselpreis von ungefähr 2,0  $\in$ /I Wettbewerbsfähigkeit, für den Wasserstoffverbrenner gilt dies wiederum ab einem Dieselpreis von ca. 2,6  $\in$ /I. Die soeben beschriebenen Ableitungen werden nachstehend in Abbildung 32 und Abbildung 33 dargestellt.<sup>53</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>52</sup> Auch wenn die Speichergrößen der Energiesysteme mit lokaler EE-Erzeugung durch den

Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, erfolgt die ergänzende Darstellung der von der Sensitivitätsanalyse unabhängigen LCOE der wasserstoffbasierten Systeme "Wind + H2 + SOFC" sowie "PV + H2 + SOFC" als horizontale Linien.

<sup>&</sup>lt;sup>53</sup> Auch wenn die LCOE der Energiesysteme mit lokaler EE-Erzeugung unabhängig von den Wasserstoff- und Dieselkosten (im Falle der Anlieferung) sind, erfolgt die ergänzende Darstellung der LCOE der wasserstoffbasierten Systeme "Wind + H2 + SOFC" sowie "PV + H2 + SOFC" als horizontale Linien.





Abbildung 32: Einfluss des Wasserstoffpreises auf die LCOE



#### Abbildung 33: Einfluss des Dieselpreises auf die LCOE

### 5.4.4.5 Anlieferungsdistanz und -kosten der Brennstoffe

Wie bereits in Kapitel 5.2.4.4 beschrieben, bestimmen weiterhin die spezifischen Anlieferungskosten einhergehend mit der entsprechenden -distanz die "OPEX – Energieeinsatz u. Anlieferung". Die (allgemein bzw. auf absehbare Zeit) höheren spezifischen Anlieferungskosten von Wasserstoff gegenüber Diesel führen bei längeren Distanzen zu einer entsprechend stärkeren Korrelation eben dieser mit den LCOE, wie in Abbildung 34 verdeutlicht wird. Dies begründet sich maßgeblich in dem



naturgemäß höheren technischen Aufwand beim Transport bzw. im Umgang mit Gasen und insbesondere mit Wasserstoff aufgrund dessen technisch-physikalischer Eigenschaften, aber auch der allgemein geringeren Energiedichte verglichen mit Flüssigkraftstoffen, wie Diesel. Die besonderen Charakteristika resultieren beispielsweise in der Notwendigkeit von Verdichtung, komplexer und kostenintensiver Hochdruckspeicher, oder auch erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen. Im Rahmen der getroffenen Annahmen kann im vorliegenden Fall abgeleitet werden, dass belieferte SOFC-Systeme der 100-kW-Klasse bis zu einer Anlieferungsdistanz von unter ca. 150 km wettbewerbsfähig gegenüber Dieselaggregaten bleiben. Bei einer wiederum fixen Anlieferungsdistanz, welche im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen mit 300 km zugrunde gelegt wurde, stellt sich das belieferte SOFC-System bei spezifischen Wasserstoff-Anlieferungskosten bis 0,4 €/(kg\*100km) als wettbewerbsfähig dar, siehe Abbildung 35.<sup>54</sup> Beim Wasserstoffverbrenner führt der geringere Systemwirkungsgrad zu einem höheren Wasserstoffverbrauch, welcher wiederum bedingt, dass diese Technologieoption keine Wettbewerbsfähigkeit in Abhängigkeit der Anlieferungsdistanz bzw. der Wasserstoff-Anlieferungskosten gegenüber dem Diesel-Genset erreichen kann. Da die spezifischen Anlieferungskosten für Diesel sehr gering sind und keine relevante Sensitivität ausweisen, werden diese nicht gesondert abgebildet.



Abbildung 34: Einfluss der Anlieferungsdistanz auf die LCOE

<sup>&</sup>lt;sup>54</sup> Auch wenn die LCOE der Energiesysteme mit lokaler EE-Erzeugung ebenso unabhängig von den entsprechenden Anlieferungsdistanzen und -kosten für Wasserstoff und Diesel sind, erfolgt die ergänzende Darstellung der LCOE der wasserstoffbasierten Systeme "Wind + H2 + SOFC" sowie "PV + H2 + SOFC" als horizontale Linien.





Abbildung 35: Einfluss der Anlieferungskosten von Wasserstoff auf die LCOE



# 6 Zusammenfassung und Ausblick

Ausgehend von den ausführlichen Ergebnisdarstellungen der Modellierung des Basisszenarios sowie den einhergehenden Folgeuntersuchungen im vorangegangenen fünften Hauptkapitel werden die Resultate im Folgenden konsolidiert, weiterführend interpretiert sowie die Kernergebnisse der Potentialanalyse zusammengefasst. Bezug nehmend auf die Funktionen und Potentiale, aber auch die Limitierungen des Modells, dargestellt in Kapitel 4, werden die Schlussfolgerungen dabei erneut in den Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen gesetzt und entsprechend diskutiert. Darauf aufbauend erfolgt die Ableitung und Skizzierung möglicher künftiger Weiterentwicklungen der Modellierung sowie darüber hinaus sinnvoller bzw. vielversprechender Folgeanalysen. Abschließend wird die vorliegende Analyse in den Gesamtkontext der Energiewende und aktueller geopolitischer Entwicklungen gesetzt sowie übergeordnete Aspekte und deren Implikationen hinsichtlich des Potentials von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien skizziert.

# 6.1 Kernergebnisse und deren Interpretation

Im vorliegenden Unterkapitel werden die ausführlich abgehandelten einsatzkategoriespezifischen Ergebnisse aus Kapitel 5 – der gleichen Gliederung folgend, beginnend mit der semistationären, über die Back-up-, bis hin zur fest installierten Primärenergieversorgung – zusammengefasst und die Kernergebnisse dabei herausgestellt. Neben den Resultaten des definierten Basisszenarios repräsentieren die Folgeuntersuchungen dabei jeweils einen ausgewählten Use Case der genannten Einsatzkategorien. Der allgemeine Betrachtungshorizont der Analysen lag auf dem Zeitraum um das Jahr 2026.

### 6.1.1 Semistationäre Energieversorgung

Wie in Abschnitt 5.2.2 beschrieben, zeigen mit Brennstoffen belieferte Technologieoptionen bei Anwendungsfällen der temporären Primärenergieversorgung durch bewegliche bzw. transportierbare Systeme einen signifikanten Vorteil gegenüber solchen Anlagen, welche über lokal installierte PV-Anlagen<sup>55</sup> verfügen. Dies begründet sich maßgeblich im zugrunde gelegten durchschnittlichen PV-Last- bzw. Erzeugungsprofil für den Standort Deutschland, welches zu einer erheblichen notwendigen Überdimensionierung der PV-Kapazität sowie der entsprechenden Speichertechnologien, wie Lithium-Ionen-Batterien bzw. Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern, führt. Dies wiederum resultiert in hohen CAPEX-Kostenbeiträgen bezogen auf die Nutzenergie, die sich aus der jeweils betrachteten Anwendung ergibt, sowie in einem hohen Maß an ungenutzter Energie aufgrund des saisonal bedingten Überschusses, welcher in den Sommermonaten erzeugt wird. Darüber hinaus erhöht die für semistationäre Anwendungen angenommene Teilauslastung und folglich die geringere jährlich erzeugte Nutzenergie den Anteil bzw. den Einfluss hoher Investitionskosten auf die Gesamt-LCOE. So zeigen kapitalintensive PV-basierte Energiesysteme im Rahmen der durchgeführten Analysen einen CAPEX-Anteil von ca. 80 bis 90 Prozent an den LCOE, wohingegen dieser bei den belieferten Energiesystemen im Bereich von zehn bis knapp über 20 Prozent liegt.

<sup>&</sup>lt;sup>55</sup> Der potenzielle Einsatz von Windkraftanlagen wurde aufgrund von deren geringen Portabilität von den Untersuchungen der semistationären Energieversorgung ausgeschlossen.


Hieraus kann abgeleitet werden, dass kapitalintensive PV-basierte Energiesysteme nach aktuellem bzw. absehbar verfügbarem Stand der Technik nur in sonnenertragsreichen Regionen dieser Welt, die darüber hinaus durch eine geringe saisonale Schwankung in der EE-Erzeugung geprägt sind, Wettbewerbsfähigkeit und somit ein relevantes Marktpotential erreichen können.<sup>56</sup> So stellen Standorte, in denen derartige klimatische Bedingungen vorherrschen, und weiterhin Anwendungen, die eine hohe Auslastung der Anlagen erfordern, ein vielversprechendes Einsatzszenario semistationärer Energieversorgungssysteme mit lokalen PV-Anlagen dar.

Da belieferte Energiesysteme allgemein weniger anlagenintensiv und deren Gesamtsystemkosten zu größeren Teilen durch die variablen Betriebskosten (80 bis 90 Prozent OPEX-Anteil an den LCOE), geprägt sind, welche größtenteils mit der tatsächlichen Auslastung korrelieren, erweisen sich derartige wasserstoffbasierte Systeme – im Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen – bereits als wettbewerbsfähig im betrachteten Zeithorizont bis 2026. Dies bedingt sich im Falle der untersuchten SOFC, aber auch beim Wasserstoffverbrenner durch die niedrigeren Brennstoffkosten bezogen auf den Energiegehalt<sup>57</sup> sowie die höheren Systemwirkungsgrade verglichen mit dem Dieselgenerator. Die Vorteilhaftigkeit der Wasserstofftechnologien hängt jedoch stark von der zugrunde gelegten notwendigen Versorgungsdauer und folglich der resultierenden lokalen Speicherkapazität ab. Da die spezifischen Wasserstoffspeicherkosten deutlich über denen von Dieseltanks liegen, begünstigen sowohl höhere Leistungsanforderungen als auch längere Belieferungsintervalle die konventionelle Dieseltechnologie. Folglich weisen die spezifischen Speicherkosten eine hohe Sensitivität auf und stellen einen künftig erfolgsentscheidenden Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit von wasserstoffbasierten Technologien in dezentralen semistationären Anwendungen dar. So kann auf Basis der Modellbetrachtungen abgeleitet werden, dass belieferte SOFC-Systeme der 100-kW-Klasse wettbewerbsfähig gegenüber Dieselaggregaten sind bzw. bleiben, wenn ein kontinuierlicher Versorgungsbedarf unter ca. 360 Stunden vorliegt – für den Wasserstoffverbrenner ist dies bis 120 Stunden der Fall.

Ebenso wirkt sich die Anlieferungsdistanz auf die Vorteilhaftigkeit der wasserstoffbasierten Versorgungssysteme aus, da Wasserstoff verglichen mit Dieselkraftstoff deutlich höhere Transportkosten verursacht. Große Lieferentfernungen für Kraftstoffe begünstigen folglich den Einsatz von Dieselgeneratoren. Demgegenüber erweist sich die Wettbewerbsfähigkeit der Dieseltechnologie als stark abhängig vom zugrunde gelegten Dieselpreis und demzufolge ebenso vom darin enthaltenen Preis für Kohlenstoffdioxidemissionen (CO2), weshalb das künftige Potential von Wasserstofftechnologien durch regulatorische Dieselpreiserhöhungen bzw. eine entsprechende CO2-Bepreisung begünstigt werden könnte. Die Abwärmenutzung stellt sich im Rahmen der

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> Aufgrund der Komplexität des Optimierungsalgorithmus und zahlreicher Einflussfaktoren ist eine spezifische quantitative Angabe an dieser Stelle nicht möglich. Konkrete Fallbetrachtungen und Standortuntersuchungen können jedoch durch die Anpassung der entsprechenden Inputparameter des Modells durchgeführt werden.
<sup>57</sup> Bei den angenommenen Preisen für Wasserstoff (4,5 €/kg) und Diesel (1,9 €/l) erweist sich Wasserstoff auf kWh-Basis als günstiger als der Dieselkraftstoff.



Modellbetrachtungen hingegen nicht als wesentliches Unterscheidungsmerkmal zwischen den untersuchten Technologieoptionen dar, da all jene ein ähnliches Maß an Abwärme erzeugen.<sup>58</sup>

#### 6.1.2 Netzersatz-/ Back-up-Energieversorgung

Analog zu den Darstellungen im vorigen Abschnitt spielt der Auslastungsgrad auch bei den Notstromanwendungen eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der untersuchten Technologieoptionen, welcher sich in dieser Einsatzkategorie modellseitig aus der einstellbaren durchschnittlichen Ausfallhäufigkeit und -dauer<sup>59</sup> ergibt. So erweisen sich die Systeme mit lokaler EE-Erzeugung gegenüber jenen, die beliefert werden, ebenso als nachteilig, wenngleich die CAPEX für Wind- und PV-Anlagen nur bedarfsgerecht in den Gesamtsystemkosten berücksichtigt wurden.<sup>60</sup> Dennoch stellt der charakteristisch geringe Auslastungsgrad der analysierten Anwendungsfälle Technologieoptionen mit hohen Investitionskosten, wie jene mit Lithium-Ionen-Batterien bzw. Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern, trotz der angenommenen deutlich geringeren CAPEX-Beiträge der EE-Erzeugung als unwirtschaftlich dar. Obwohl sich die LCOE der Systeme mit lokaler EE-Erzeugung und der belieferten Systeme anteilig ähnlich zusammensetzen (ca. 70 bis 80 Prozent CAPEX- vs. 20 bis 30 Prozent OPEX-Anteil), erweisen sich die absoluten Kosten auf Gesamtsystem- bzw. LCOE-Ebene bei Systemen mit lokaler EE-Erzeugung als deutlich höher und folglich unwirtschaftlicher.

Was die belieferten Systeme betrifft, so sind der Dieselgenerator und die LT PEM FC<sup>61</sup> im Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ähnlich zu bewerten. Der Wasserstoffverbrenner erweist sich aufgrund der höheren Investitionskosten, bedingt durch den geringeren Industrialisierungsgrad verglichen mit dem Dieselverbrenner, sowie der nachteiligen Systemeffizienz gegenüber der Brennstoffzelle jedoch als weniger wettbewerbsfähig. Potenzielle Kostensenkungen sowohl der LT-PEM-FC-Technologie als auch der Wasserstoffspeicher, welche die aktuellen Erwartungen übertreffen, könnten in den untersuchten Anwendungsfällen zu einer Vorteilhaftigkeit belieferter Brennstoffzellensysteme gegenüber konventionellen Dieselaggregaten führen, von der nach aktuellem Stand jedoch erst nach dem betrachteten Zeithorizont bis 2026 ausgegangen wird.

Die Kosten für Brennstoffe und deren Anlieferung zeigen sich aufgrund der allgemein niedrigen Auslastung von Notstromsystemen wiederum wenig sensitiv und folglich weniger entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit wasserstoffbasierter Energiesysteme. Da die spezifischen Brennstoffkosten von Wasserstoff verglichen mit Diesel bezogen auf den Energiegehalt geringer ausfallen, können jedoch höhere Einsatzfrequenzen, längere durchschnittliche Einsatzdauern oder

<sup>&</sup>lt;sup>58</sup> Bis auf die Lithium-Ionen-Batteriesysteme wurde die potenzielle Abwärmenutzung für alle Technologieoptionen untersucht, sofern der betrachtete Anwendungsfall durch einen Wärmebedarf charakterisiert ist.

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> Bezogen auf die jeweilige Primärenergieversorgung.

<sup>&</sup>lt;sup>60</sup> Wie in Abschnitt 5.3.1 beschrieben, wird im Fall der Notstromversorgung davon ausgegangen, dass der Strom auf LCOE-Basis beschafft werden kann und keine Installation dedizierter EE-Erzeugungskapazitäten erfolgt.
<sup>61</sup> Für die Fallbetrachtungen der Notstromversorgung wurde die LT-PEM-Brennstoffzellentechnologie zugrunde gelegt, da diese ein dynamischeres Ansprechverhalten und kürzere Startzeiten als die SOFC aufzeigt und in der Back-up-Konfiguration keine Wärmerückgewinnungskomponenten enthält, diese Abschnitt 4.1.3.1.



hohe Leistungsbedarfe das LT-PEM-FC-System aufgrund dessen vorteilhafter Betriebskosten begünstigen, weiterhin bedingt durch dessen hohe Systemeffizienz. Dies impliziert ein mögliches Potential der Brennstoffzellentechnologie an Standorten, an denen Back-up-Energiesysteme bedingt durch instabile Strom- und Versorgungsnetze deutlich höhere Auslastungsgrade erreichen als dies bei Standorten mit stabiler Stromversorgung der Fall ist. Ebenso kann bei deutlich höher ausgelasteten Notstromsystemen und vielversprechenden Lastfaktoren die tatsächliche Installation von dedizierten EE-Erzeugungskapazitäten wirtschaftlich darstellbar werden – aufgrund der charakteristisch schwer planbaren Einsatz- bzw. Betriebsprofile sollte dies jedoch stets in Kombination mit anderen Anwendungen und Verbrauchern in Gesamtsystemverbünden erfolgen.

Demgegenüber bzw. weiterhin wird die Wirtschaftlichkeit der LT PEM FC signifikant durch die hohen spezifischen Wasserstoffspeicherkosten beeinflusst, was wiederum deren vorrangige Eignung für Anwendungen impliziert, die kurze Versorgungsdauern und folglich geringe Speicherkapazitäten oder geringe Leistungen erfordern, wie beispielsweise in Gebäuden der öffentlichen Verwaltung oder in der digitalen Infrastruktur. Sehr kritische, regulierte Anwendungen insbesondere in hohen Leistungsklassen, wie beispielsweise die Notstromversorgung von Krankenhäusern, erfordern hingegen meist längere Überbrückungszeiten und somit hohe Speicherkapazitäten. Dies kann dazu führen, dass sich wasserstoffbasierte Energiesysteme in diesen Bereichen ohne ergänzende Förderungen und Subventionen auf absehbare Zeit als nicht wettbewerbsfähig erweisen, wenngleich eben deren Einsatz aus anderen Gründen erstrebenswert erscheint. Abgesehen von schädlichen Geräusch- und Abgasemissionen, welche durch den Ersatz von konventionellen Dieselgeneratoren vermieden werden könnten, würden auch der Aspekt der Lagerbarkeit von Dieselkraftstoff und mögliche kostenintensive Austauschmaßnahmen im Fall von sehr langen Aufbewahrungsdauern obsolet werden.

#### 6.1.3 Primärenergieversorgung

Bei den untersuchten Anwendungsfällen der dezentralen langfristig-stationären Primärenergieversorgung können sich SOFC-basierte Energiesysteme<sup>62</sup> im Kontext der getroffenen Annahmen und Prämissen im betrachteten Zeithorizont bis 2026 bereits als vielversprechende Technologieoption gegenüber konventionellen Dieselgeneratoren erweisen. So weisen windkraftbasierte Wasserstoffsysteme nicht nur unter den Konzepten mit lokaler EE-Erzeugung, sondern über alle Technologieoptionen und Anwendungsfälle hinweg die niedrigsten Gesamtenergiekosten bzw. LCOE auf.

Weiterhin stellen sich Anlagen mit Lithium-Ionen-Batteriespeichern, die durch Windenergie gespeist werden, aufgrund der charakteristischen EE-Lastprofile des Standorts Deutschlands wettbewerbsfähiger als PV-basierte Systeme dar. Bedingt durch die hierzulande starken saisonalen Schwankungen der Sonneneinstrahlung erfordern Letztgenannte eine deutlich höhere Erzeugungsund Speicherkapazität, die in den ertragsreichen Sommermonaten in einer Überdimensionierung resultiert, um ganzjährig die Deckung der Use-Case-spezifischen Energiebedarfe sicherzustellen.

<sup>&</sup>lt;sup>62</sup> Wie in Abschnitt 5.4.1 beschrieben, basieren die Modellbetrachtungen für die ortsgebundene Primärenergieversorgung analog zu den semistationären Anwendungen auf der SOFC-Technologie.



Deutlich vorteilhaftere EE-Erzeugungspotentiale, die sich durch hohe und möglichst konstante Lastprofile auszeichnen, können die Wettbewerbsfähigkeit dezentraler energieautarker Energieversorgungsanlagen zudem stark begünstigen. Weiterhin bietet die synergetische Kopplung dieser Systeme mit weiteren Verbrauchern, wie beispielsweise stromintensiven Klimaanlagen, das Potential, anfallende Überschussenergie zu nutzen und eine verbesserte Gesamtsystemeffizienz zu realisieren.

Allgemein erweist sich die Energieumwandlung durch Elektrolyse und die anschließende Speicherung von Wasserstoff aufgrund der hohen spezifischen Kosten von Lithium-Ionen-Batterien als kostengünstiger gegenüber dem Einsatz eben dieser Speichertechnologie. Obwohl die Windkapazität erhöht werden muss, um den geringeren Wirkungsgrad des Wasserstoffsystems auszugleichen – was wiederum zu einem höheren EE-CAPEX-Beitrag zu den Gesamt-LCOE führt – wird dies durch die deutlich niedrigeren Investitionskosten der übrigen Energiesystemkomponenten im Vergleich zu einer großen Lithium-Ionen-Batterie ausgeglichen. Es ist jedoch anzumerken, dass der Algorithmus zur Größenoptimierung die Komplexität der Abstimmung von Stromnachfrage und -angebot berücksichtigt und die Ergebnisse daher stets im Kontext der spezifischen zugrunde gelegten Bedarfsund EE-Lastprofile zu verstehen sind und nicht uneingeschränkt verallgemeinert werden können.

Windkraftbasierte Wasserstoffsysteme erweisen sich aufgrund der angenommenen Vollauslastung der Anlagen (100 Prozent) und dem folglich hohen Energiebedarf ebenso vorteilhaft gegenüber den belieferten Systemen. Hieraus ergibt sich ein wesentliches Alleinstellungsmerkmal für die stationäre Primärenergieversorgung, da die lokale EE-Erzeugung insbesondere durch Windkraft in diesem Anwendungsbereich zu einem Wettbewerbsvorteil führen kann. Weiterhin ist anzumerken, dass die LCOE der Energiesysteme mit lokaler EE-Erzeugung trotz der hohen Auslastung auch im Bereich der stationären Primärenergieversorgung durch hohe CAPEX-Anteile von über 80 Prozent charakterisiert sind.

Bei den belieferten Systemen können sowohl die SOFC als auch der Wasserstoffverbrenner wettbewerbsfähig gegenüber dem Dieselgenerator sein, was jedoch von den spezifischen Bedingungen der Use Cases abhängt. Aufgrund der Vollauslastung in den Anwendungsfällen der Primärenergie werden die LCOE hier maßgeblich durch die OPEX (über 80 Prozent) und vorrangig durch die Brennstoffkosten bestimmt, da belieferte Systeme weniger anlagen- und kapitalintensiv sind. Im Kontext der zugrunde gelegten Annahmen weist Wasserstoff verglichen mit Diesel zudem niedrigere Brennstoffkosten bezogen auf den Energiegehalt auf, was somit zur Kostenwettbewerbsfähigkeit der Wasserstofftechnologien beiträgt<sup>63</sup> und weiterhin positiv durch die höheren Wirkungsgrade der SOFC und des Wasserstoffverbrenners gegenüber der Dieseltechnologie bedingt wird.

Allerdings zeigen Dieselgeneratoren bei langen erforderlichen Versorgungsdauern und resultierenden hohen Speicherkapazitäten, aber auch weiten Anlieferungsdistanzen Vorteile gegenüber Wasserstofftechnologien, was wiederum auf deren höhere spezifische Speicher- und Transportkosten zurückzuführen ist. Analog zu den semistationären Anwendungen könnten jedoch

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Bei den angenommenen Preisen für Wasserstoff (4,5 €/kg) und Diesel (1,9 €/l) erweist sich Wasserstoff auf kWh-Basis als günstiger als der Dieselkraftstoff.



erwartete Kostensenkungen in der Wasserstoffspeicherung diese Lücke schließen, wobei eine konkrete Prognose hinsichtlich des diesbezüglich möglichen Zeitpunkts mit Unsicherheiten behaftet ist. Darüber hinaus erweist sich die Wettbewerbsfähigkeit des Dieselgenerators sehr sensitiv hinsichtlich des Dieselpreises. Weitere künftige Preiserhöhungen des Dieselkraftstoffs – wie beispielsweise durch Einschränkungen in den Lieferketten oder auch regulatorische Maßnahmen, wie die CO2-Bepreisung – könnten folglich die Wettbewerbsfähigkeit bzw. Vorteilhaftigkeit wasserstoffbasierter Systeme weiterhin verbessern.

# 6.2 Gesamtbetrachtung und Schlussfolgerungen

#### 6.2.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Dezentrale, netzunabhängige Energiesysteme, welche mit Kraftstoff beliefert werden, stellen sich abhängig von den betrachteten Technologieoptionen unterschiedlich hinsichtlich der Investitionsund Folgenkostenanteile dar, insbesondere wenn ein kontinuierlicher Betrieb bzw. hoher Auslastungsgrad vorliegt. Etablierte konventionelle Technologien, wie Dieselaggregate, weisen aufgrund ihrer technologischen Reife und des hohen Industrialisierungsgrads vergleichsweise niedrigere System-CAPEX auf, während alternative nachhaltige Technologien, einschließlich Brennstoffzellen, durch in der Regel niedrigere OPEX hinsichtlich Wul, aber auch in Bezug auf den Energieverbrauch bedingt durch deren höhere Effizienz charakterisiert sind. Weiterhin erweist sich Wasserstoff bezogen auf den Energiegehalt bereits in realistischen Preiskonstellationen gegenüber Diesel als vorteilhaft, wie dies auch im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen der Fall ist und dargelegt wurde. Wasserstoffbasierte Technologien sind im Vergleich zu Dieselaggregaten wiederum mit deutlich höheren Kraftstoffspeicher- und Transportkosten verbunden. Allerdings wird erwartet, dass die Kosten für die Wasserstoffspeicherung durch die zunehmende Industrialisierung, aber auch Innovationen und die Verfügbarkeit verschiedener, den spezifischen Anforderungen gerechter technologischer Konzepte künftig deutlich reduziert werden können – jedoch ist hiervon nicht kurzfristig auszugehen. Weitere potenzielle bzw. erwartete Anstiege der Diesel- und CO2-Preise würden die Vorteilhaftigkeit von wasserstoffbasierten Energiesystemen in Anwendungen zudem stärken, die eine hohe Auslastung erfordern.

Entsprechend des heutigen und absehbaren techno-ökonomischen Entwicklungsstands können sich mit Wasserstoff belieferte Brennstoffzellensysteme in Anwendungsfällen, die kurze Versorgungsdauern und somit geringe Speicherkapazitäten erfordern, aber auch kurze Anlieferungsdistanzen ermöglichen, als wettbewerbsfähig gegenüber der konventionellen Dieseltechnologie erweisen. Dies gilt im Wesentlichen über alle der untersuchten Einsatzkategorien hinweg, wobei stets von der individuellen Fallbetrachtung abhängige Auslastungsgrade gewährleistet sein müssen, um die kapitalintensiveren nachhaltigen Technologien zu amortisieren, was bei Anwendungen der Notstromversorgung charakteristisch schwer zu prognostizieren ist.

Brennstoffzellen, welche durch lokal erzeugte EE und einhergehend produzierten Wasserstoff versorgt werden, erweisen sich im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen und im Kontext der getroffenen Annahmen nur im Bereich der fest installierten Primärenergieversorgung als wettbewerbsfähig – windkraftbasierte Anlagen stellen sich dabei jedoch bereits im betrachteten



Zeitraum bis 2026 als deutlich vorteilhaft gegenüber allen anderen untersuchten Technologieoptionen dar. Allgemein ist festzuhalten, dass die Lastprofile und folglich die EE-Erzeugungspotentiale einen erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit jener autarken Anlagen haben, die durch Windkraft oder PV versorgt werden. So erweisen sich insbesondere PVbasierte Systeme bei hohen saisonalen Lastschwankungen, wie bei den vorliegenden Fallbetrachtungen des Standorts Deutschland, als nicht wettbewerbsfähig, da die zur vollständigen Bedarfsdeckung notwendige Auslegung der Anlagen zu einer erheblichen Überdimensionierung und ökonomischen Ineffizienz in den ertragsreichen Sommermonaten führt. Hieraus kann jedoch abgeleitet werden, dass der Einsatz dieser dezentralen Energieversorgungskonzepte besonders in Regionen vielversprechend ist, die durch hohe und zudem möglichst konstante PV- oder Windkraftpotentiale charakterisiert sind – wie beispielsweise an sonnen- und windertragsreichen Standorten dieser Welt.<sup>64</sup> Weiterhin bieten sowohl die synergetische Kopplung mit weiteren Anwendungen und Verbrauchern (Bedarfsseite) als auch die Hybridisierung von Erzeugungsanlagen (Angebotsseite), wie beispielsweise die Verbindung von Wasserstoff- und Batterietechnologien sowie die Integration der Wärmeversorgung oder der Sauerstoffnutzung große Potentiale hinsichtlich der Gesamtsystemeffizienz und Wettbewerbsfähigkeit in der künftigen dezentralen Energieversorgung.

Das Potential der Abwärmenutzung wurde über alle Fallbetrachtungen hinweg untersucht, sofern diese einen Wärmebedarf ausweisen. Im Allgemeinen zeigen die kalkulatorischen Einnahmen aufgrund eingesparter Kosten für die Wärmeerzeugung jedoch nur einen unwesentlichen Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit der betrachteten Technologieoptionen. Dies begründet sich maßgeblich in den geringen zugrunde gelegten Erdgaspreisen für die alternative Wärmeerzeugung, die wiederum angesichts aktueller geopolitischer Entwicklungen, aber auch aus Gründen der Nachhaltigkeit und dem Umweltschutz ein zunehmendes Potential der zusätzlichen Abwärmenutzung implizieren.

Abschließend ist festzuhalten, dass die dargestellten Ergebnisse und Interpretationen der vorliegenden Potentialanalyse im Kontext der vereinfachenden Abbildung realer komplexer und interdependenter Zusammenhänge verstanden werden müssen, wie bereits in Kapitel 4.3 beschrieben. Weiterhin wurden den quantitativen Modelluntersuchungen vorrangig generische Technologiedaten zugrunde gelegt, die wiederum herstellerabhängig unterschiedlich große Spannen von Datenpunkten abbilden und weiterhin aufgrund des zügigen technischen Fortschritts Unsicherheiten in den Prognosen unterliegen. Folglich sollten die absoluten Ergebnisse entsprechend verstanden und vorrangig auf die abgeleiteten Zusammenhänge und Relationen fokussiert werden. Demgegenüber bietet das anpassbare Modell aufgrund des integrierten Optimierungsalgorithmus für die Auslegung der Energiesysteme mit lokaler EE-Erzeugung sowie der zahlreichen abgebildeten komplexen Zusammenhänge durch die entsprechende Anpassung der Inputparameter die künftige Möglichkeit, spezifische Fallbetrachtungen und Standortuntersuchungen vorzunehmen und konkrete belastbare Erkenntnisse zu generieren.

<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Konkrete quantitative Abschätzungen und Aussagen sind aufgrund der Komplexität und Interdependenzen des Optimierungsalgorithmus an dieser Stelle nicht möglich.



### 6.2.2 Potentiale für weiterführende Analysen

Aufbauend auf den Ergebnisdarstellungen und Interpretationen der vorigen Kapitel sowie der Beschreibung der Potentiale, aber auch Limitationen des entwickelten techno-ökonomischen Modells erfolgt im vorliegenden Abschnitt auszugsweise die Skizzierung diesbezüglich möglicher Weiterentwicklungspotentiale bzw. vielversprechender Folgeanalysen.

Um die durchgeführten Untersuchungen und Ergebnisse weiterführend auf andere Standorte zu übertragen und die Vorteilhaftigkeit von Technologien auch in anderen Regionen detailliert bewerten zu können, stellt die Integration von spezifischen EE-Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen, die den lokalen Gegebenheiten entsprechen, einen erfolgsentscheidenden Faktor dar. Dazu bedarf es der Beschaffung und gegebenenfalls der Anpassung adäquater, hochauflösender Datengrundlagen, die hinreichend belastet werden können, wie dies im Rahmen der vorliegenden Analyse für den Standort Deutschland erfolgt ist.

Einen potenziellen modellierungsspezifischen Bereich der Weiterentwicklung stellt die Integration von Kostenfunktionen dar, um den Automatisierungsgrad des Modells zu erhöhen. Aktuell werden zahlreiche Kostenunterschiede über die einstellbaren Leistungsklassen gesteuert, denen spezifische Technologiekosten zugrunde gelegt wurden. Dies bedeutet, dass Skalierungseffekte nur über den Wechsel zwischen den Leistungsklassen stufenweise abgebildet werden können. Weiterhin sind gewisse Faktoren, wie beispielsweise die spezifischen Speicherkosten, als anpassbare Inputparameter hinterlegt und skalieren folglich nicht selbstständig, wie dies im Falle der genannten Energiespeicher auf Basis der einstellbaren Versorgungsdauer bzw. der resultierenden Kapazität umgesetzt werden könnte. Die Verwendung kontinuierlicher Kostenfunktionen würde eine höhere Genauigkeit der realisierbaren Skaleneffekte ermöglichen. Dieses Potential ist jedoch begrenzt, da Technologiedaten in entsprechender Auflösung möglicherweise nicht zur Verfügung stehen und folglich zu Scheingenauigkeiten führen können.

Die weiterführende Implementierung der lokalen EE-Erzeugung sowie des entwickelten Optimierungsalgorithmus und folglich die Integration von PV- und Windkraftlastprofilen für die Modellierung der Back-up-Energieversorgung würde genauere Simulationsergebnisse und LCOEbasierte Vergleiche für Einsatzszenarien an Standorten ermöglichen, an denen die Häufigkeit und Dauer von Stromausfällen höher ist als im untersuchten Fall Deutschlands. Ebenso könnte die vertiefende Abbildung potenziell notwendiger kostenintensiver Maßnahmen, die bei überdurchschnittlichen Lagerdauern von Dieselkraftstoff notwendig werden (insbesondere der Austausch von Dieselkraftstoff) und bei sehr gering ausgelasteten Notstromanwendungen auftreten können, durch zusätzliche Aufschläge bzw. Kostenfaktoren in der Modellierung integriert werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die für Back-up-Anwendungen ausgelegte LT PEM FC (ohne Wärmerückgewinnungskomponenten) ebenso für den Einsatz in der ortgebundenen Primärenergieversorgung und für semistationäre Anwendungen zu konzipieren. Dies würde die Untersuchung des Einflusses der Abwärmenutzung hinsichtlich zusätzlicher Investitionskosten und den erzielbaren kalkulatorischen Einnahmen tiefergehend ermöglichen. Hierfür wäre die Integration techno-ökonomischer Kennzahlen für die LT PEM FC bei hohen Auslastungsgraden erforderlich, wie beispielsweise der zu erwartenden Standzeiten bzw. Lebensdauer.



Darüber hinaus würde die Einbeziehung der Abwärmenutzung in den Optimierungsalgorithmus im Allgemeinen die detaillierte Untersuchung zusätzlicher Kosten- und CO2-Einsparpotentiale erlauben. Dies wäre ebenso für die Identifikation von optimalen Technologiekonfigurationen von Bedeutung, die ein jeweiliges Kostenoptimum dem entsprechenden Emissionseinsparungspotential gegenüberstellen. Angesichts der hohen Volatilität der Gaspreise und der Energiepreisinflation wäre die so erweiterte Analyse auch aus geostrategischer Sicht wertvoll.

Um die im Rahmen dieser Potentialanalyse definierte Auswahl der untersuchten Technologieoptionen zu erweitern, könnten künftig beispielsweise die HT PEM FC oder die DMFC in die Modelluntersuchungen integriert werden. Dies würde den weiterführenden Vergleich von und mit Technologieoptionen ermöglichen, die in ausgewählten Anwendungsgebieten in Zukunft ebenso relevant sein können. Darüber hinaus würde eine Erweiterung der bis dato rein technoökonomischen Modellierung um weiterführende Aspekte und externe Rahmenbedingungen, die den künftigen Einsatz und die Vorteilhaftigkeit von Technologien signifikant beeinflussen können, die Genauigkeit der Ergebnisse zusätzlich erhöhen. So erweisen sich beispielsweise regulatorische Aspekte, wie limitierende Richtlinien des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), die mitunter noch auf Dieseltechnologien fokussieren, oder Vorschriften bzw. Beschränkungen hinsichtlich lagerbarer Kraftstoffmengen in besiedelten Gebieten als limitierende und möglicherweise erfolgsentscheidende externe Faktoren.

Über die soeben beschriebenen potenziellen Weiterentwicklungen des Modells hinaus stellt die Untersuchung von hybridisierten Energieerzeugungssystemen, wie insbesondere die Kombination von Brennstoffzellen und Batterien, ein großes Potential für künftige Folgeuntersuchungen dar. Aufgrund ihrer spezifischen Charakteristika können sich beide Technologien positiv ergänzen, was zu einer vorteilhafteren Dimensionierung der jeweiligen Komponenten und folglich höheren Wettbewerbsfähigkeit des Gesamtsystems führen kann. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Erschließung neuer Anwendungsgebiete, die durch den jeweils alleinigen Einsatz der Technologien nicht oder nur unwirtschaftlich abbildbar sind, wie beispielsweise im Bereich der Netzstabilisierung in Microgrids. Demgegenüber erweisen sich derartige Hybridsystemauslegungen als äußerst komplex und von einer Vielzahl von Parametern abhängig, was eine detaillierte Analyse sowie die anschließende Modellierung inklusive einer multivariaten Optimierung erforderlich macht.

## 6.3 Übergeordnete Aspekte und Ausblick

Aktuelle geopolitische Entwicklungen sowie damit verbundene weitreichende wirtschaftliche und humanitäre Konsequenzen erhöhen angesichts bestehender globaler Herausforderungen, wie dem Umgang mit dem Klimawandel, die Dringlichkeit, aber auch gleichzeitig die Komplexität des notwendigen Handelns. Umso mehr bedarf es des tiefen Verständnisses interdependenter Zusammenhänge, der vertrauensvollen Zusammenarbeit und Partnerschaften sowie der vorausschauenden Planung, um ein strukturiertes und effektives Vorgehen geprägt durch zielgerichtete und effiziente Maßnahmen zu ermöglichen bzw. zu gewährleisten.

Der Einsatz grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in den Anwendungsfeldern der dezentralen Energieversorgung bietet die Potentiale, sozio-ökologische Verantwortung zu



übernehmen sowie gleichzeitig der Dekarbonisierung, dem Umweltschutz und der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende aus techno-ökonomischer Sicht beizutragen – in Deutschland, der EU oder auch in Entwicklungs- und Schwellenländern. Einhergehend mit internationalen und länderspezifischen Zielen, wie dem Pariser Klimaabkommen, dem "European Green Deal" und dem damit verbundenen "Fit for 55"-Maßnahmenpaket der EU, können mithilfe von dezentralen, netzunabhängigen Brennstoffzellensystemen, die in der stationären oder semistationären Primärund Notstromversorgung eingesetzt werden, Treibhausgasemissionen insbesondere des Gebäudeund Industriesektors (inklusive Wärmeversorgung durch KWK und Wärmerückgewinnung) reduziert werden, was der Dekarbonisierung dieser teils schwer zu elektrifizierenden Sektoren beiträgt. Gleichzeitig kommt deren Einsatz dem Umwelt- und Gesundheitsschutz zugute, da ebenso weitere schädliche Emissionen, wie Stickoxide, vermieden werden können – wie beispielsweise durch die Verbesserung der Luftqualität in bevölkerungsreichen, wachsenden urbanen Ballungsgebieten. Weiterhin erweisen sich Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien als tragende Säule für die technische Umsetzung der Energiewende, da Energiespeicherkapazitäten im kleinen, mittleren und großem Maßstab geschaffen werden können, die zur Gewährleistung der Netzstabilität angesichts zunehmender Anteile fluktuierender EE in der Stromerzeugung erforderlich sind. Ebenso stellen auf grünem Wasserstoff basierende Energiesysteme eine vielversprechende Lösung für die einhergehende Dezentralisierung des Energiesystems bzw. für die versorgungsseitige Erschließung netzferner Gebiete in Entwicklungs- und Schwellenländern im Sinne nachhaltiger Daseinsvorsorge dar.

Aus industriepolitischer Sicht ergibt sich durch die Förderung von Forschung und Entwicklung, die Produktion und den Einsatz nachhaltiger Technologien sowohl auf den heimischen als auch durch den Export auf internationalen Märkten ein großes Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotential. In Entwicklungs- und Schwellenländern stellen der Aufbau einer flächendeckenden Energieversorgung einhergehend mit der Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit zentrale Herausforderungen dar, denen durch langfristige Kooperationen und den Einsatz grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien begegnet werden kann. Insbesondere die Unabhängigkeit der Energieversorgung hat mit den einleitend erwähnten aktuellen geopolitischen Entwicklungen weltweit stark an Bedeutung gewonnen und erfordert die Neuausrichtung global ausgelegter Energiestrategien.

Auch wenn rein wirtschaftliche Kriterien angesichts dieser übergeordneten Treiber und genannten Gründe nicht alleinig relevant und ausschlaggebend für den künftigen Einsatz nachhaltiger Technologien sind, bedarf es für die Entwicklung entsprechender Märkte dennoch hinreichend vielversprechender techno-ökonomischer, aber auch regulatorischer Rahmenbedingungen. Um folglich die Grundlagen für den zunehmenden Einsatz grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in den genannten Anwendungsfeldern zu schaffen, bedarf es des erfolgreichen Hochlaufs einer regional integrierten, aber auch international vernetzten Wasserstoffwirtschaft – insbesondere für belieferte Energiesysteme. Hierfür sind im Allgemeinen regulatorische Fragen hinsichtlich des raschen Ausbaus von EE-Kapazitäten und des grünen Wasserstoffs selbst (insbesondere in Bezug auf die Zertifizierung), aber auch rund um die Infrastruktur für dessen Speicherung und Verteilung zu klären. Weiterhin bedarf es der effizienten



industrieübergreifenden Synchronisation von Angebot und Nachfrage, um vielversprechende Geschäftsmodelle zu ermöglichen, welche die Basis für dringend notwendige industriegetriebene Großinvestitionen darstellen. Bezogen auf den konkreten Einsatz von Wasserstofftechnologien in der dezentralen Energieversorgung bedarf es aus Hersteller- und Anwendersicht<sup>65</sup> ebenso der Überarbeitung bzw. Weiterentwicklung relevanter Richtlinien, wie beispielsweise des VDE. Da diese historisch bedingt vorrangig für den Einsatz von Dieselaggregaten und deren technologische Spezifika entwickelt wurden und beispielsweise keine relevanten Aspekte hinsichtlich der Wasserstoffbevorratung enthalten, können derartige Regelwerke den Einsatz neuartiger nachhaltiger Energiesysteme nach aktuellem Stand erschweren bzw. behindern.

Zudem bietet die Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen hinsichtlich Förderungen und Subventionen, aber auch Abgaben die Möglichkeit, direkt oder indirekt auf die Wettbewerbsfähigkeit und somit die weitere Verbreitung von neuartigen, kapitalintensiven Technologien einzuwirken. So zeigen übergeordnete Großvorhaben, wie das "Important Project of Common European Interest" (IPCEI) Wasserstoff oder das "H2Global"-Programm die Notwendigkeit, aber auch gleichzeitig die Möglichkeit, Märkte zu stimulieren und Investitionen anzuregen. In ähnlicher Form sind daher begleitende Fördermaßnahmen für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in der dezentralen und netzunabhängigen Stromversorgung zu empfehlen, um diese sowohl in Deutschland als auch in internationalen Märkten zunehmend auszurollen und zu etablieren. Darüber hinaus wirkt sich die Entwicklung der Kosten für Dieselkraftstoffe oder auch Erdgas unter anderem durch den Anstieg des CO2-Preises positiv auf die Wirtschaftlichkeit nachhaltiger Technologien aus. Insbesondere angesichts des geringen Anteils der CO2-Steuer von unter fünf Prozent am Dieselpreis zu Beginn des Jahres 2022 ergibt sich hieraus ein weiteres politisch-regulatorisches Instrumentarium.<sup>66</sup> Demgegenüber können jedoch die aktuell und voraussichtlich auf absehbare Zeit bestehende hohe Volatilität der Diesel- und Erdgaspreise und deren belastende Auswirkungen sowohl auf die Industrie als auch die Privathaushalte - weiterhin bedingt durch die einhergehende Inflation – dazu führen, dass die CO2-Bepreisung in einem ganzheitlichen Kontext teils gegenläufiger Zielgrößen bewertet und angewandt werden muss. Im Allgemeinen kann jedoch festgehalten werden, dass die Notwendigkeit des Einsatzes grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien aufgrund der genannten aktuellen geopolitischen Entwicklungen zunimmt und deren technoökonomische Vorteilhaftigkeit, insbesondere bedingt durch steigende Preise fossiler Primärenergieträger, positiv beeinflusst wird. Ebenso gilt dies für das Potential der Abwärmenutzung und folglich für den künftigen Einsatz von KWK-Systemen, da hierdurch die aus geostrategischer Sicht zunehmend relevante Entkopplung des Wärmemarkts vom Energieträger Erdgas ermöglicht wird und darüber hinaus zu dessen Dekarbonisierung beigetragen werden kann.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass sich durch steigende Produktionsvolumina, aber auch Prozessoptimierungen und die zunehmende Automatisierung und Standardisierung signifikante Skaleneffekte und Kostenreduktionen realisieren lassen, welche die hohen Investitionskosten grüner

<sup>&</sup>lt;sup>65</sup> Auf Basis von Experteninterviews, die über den Projektverlauf der Potentialanalyse hinweg mit Netzwerkpartnern der NOW durchgeführt wurden.

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> Entsprechend der prozentualen Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff in Deutschland im Februar 2022, veröffentlicht durch <u>Statista</u>.



Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in Zukunft deutlich mindern können und deren Wettbewerbsfähigkeit auch ohne regulatorische Maßnahmen ermöglichen. Weiterhin stellen der Aufbau von Lieferketten inklusive der EE-Erzeugung, der Wasserstoffsynthese mittels Elektrolyse sowie der Infrastruktur für Transport und Handel, die Verfügbarkeit von Ressourcen, wie beispielsweise von Wasser für die Elektrolyse, oder die Bereitstellung von qualifiziertem Personal für die Installation und den Betrieb nachhaltiger Technologien Erfolgsfaktoren für den künftigen Markthochlauf dar. Einhergehend mit diesen ökosystemseitigen Bedingungen und Herausforderungen ergeben sich jedoch auch große Potentiale, durch Innovation und technischen Fortschritt neue Märkte zu erschließen, Technologieführerschaften aufzubauen und der nachhaltigen Entwicklung von Wirtschaftsstandorten beizutragen – sowohl in Deutschland angesichts zahlreicher vom Wandel betroffener Industriezweige, aber auch international.

Grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien sowie deren Einsatz in der dezentralen und netzfernen Stromversorgung bieten vielseitige, auch sozio-ökonomische Potentiale, im Einklang mit den Ansätzen der EXI innovative nachhaltige Technologien in neuen Umfeldbedingungen weiterzuentwickeln, den kooperativen Wissensaufbau zwischen deutschen und internationalen Partnern zu fördern und somit zur Schaffung von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung vor Ort beizutragen. Auf diese Weise kann die nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung sowie die Energiewende international unterstützt werden. So können durch partnerschaftliche Projekte Beiträge zu nachhaltiger Entwicklung geleistet, Zugang zu Umwelttechnologien geschaffen sowie Unternehmen und Menschen weltweit vernetzt werden. Zudem können über deren erfolgreiche Umsetzung die Internationalisierung des deutschen GreenTech-Mittelstandes gefördert und zugleich lokal geeignete Rahmenbedingungen und Infrastrukturen nachhaltig aufgebaut werden, um einen Beitrag zu den Zielen für die nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen (Sustainable Development Goals; SDG) zu leisten. Im Falle des Einsatzes grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien sind hierbei insbesondere die Beiträge zu SDG 7 "Bezahlbare und saubere Energie", SDG 8 "Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum", SDG 13 "Maßnahmen zum Klimaschutz", aber auch SDG 17 "Partnerschaften zur Erreichung der Ziele" hervorzuheben – als ganzheitliche Verantwortung der deutschen Gesellschaft, Wirtschaft und Politik.