

*Endbericht* | April 2024

# Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels (ESyRE)

Techno-ökonomische Analyse  
Diesel-SOFC-APU

Teilbericht 1

AP 3.2 im Rahmen des Teilvorhabens  
Umweltwirkungsanalyse, regulatorische  
Rahmenbedingungen und Akzeptanz

Forschungsvorhaben 03EN5003C

Projektlaufzeit: 01.02.2021 - 31.07.2023

---

*Thomas Götz*

*Birte Schnurr*

*Jan Kaselofsky*

*Frank Labunski*

*Julia Pössinger*

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**Wuppertal  
Institut**

Dieser Bericht ist Ergebnis des Teilvorhabens „Umweltwirkungsanalyse, regulatorische Rahmenbedingungen und Akzeptanz“ (Förderkennzeichen 03EN5003C) im Rahmen des Verbundvorhabens „Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels“ (ESyRE).

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor\*innen.

**Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:**

Götz, T., Schnurr, B., Kaselofsky, J., Labunski, F., Pössinger, J. (2024). Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels (ESyRE): Techno-ökonomische Analyse Diesel-SOFC-APU, Teilbericht 1, AP 3.2. Wuppertal Institut.

**Projektlaufzeit:** 01.02.2021 - 31.07.2023

**Projektpartner:**

Fraunhofer IKTS, Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme  
(Projektkoordination des Verbundvorhabens)

Winterbergstraße 28  
01277 Dresden

EBZ GmbH, Entwicklungs- und Vertriebsgesellschaft Brennstoffzelle mbH  
Marschnerstraße 26  
01307 Dresden

---

**Impressum**

**Herausgeberin:**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH  
Döppersberg 19  
42103 Wuppertal  
[www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)

**Ansprechperson:**

Thomas Götz  
Co-Leiter des Forschungsbereichs Energiepolitik  
Abteilung Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik  
[thomas.goetz@wupperinst.org](mailto:thomas.goetz@wupperinst.org)  
Tel.: +49 202 2492-213

**Stand:**

April 2024

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen</b>	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>10</b>
1.1 <i>Potentielle Anwendungsfälle</i>	14
1.2 <i>Technische Herausforderungen im ESyRE Projekt</i>	18
1.3 <i>Struktur des vorliegenden Berichts</i>	19
<b>2 Literaturanalyse zu weiteren SOFC/APU Anwendungsfällen</b>	<b>20</b>
2.1 <i>Mobile Anwendungen</i>	20
2.1.1 LKW/Truck	20
2.1.2 Notstromversorgung und Off-Grid	21
2.1.3 Non-Road Mobile Machinery, NRMM	22
2.2 <i>Stationäre Anwendungsfälle</i>	23
2.3 <i>Marktpotential synthetischer Kraftstoffe in Deutschland</i>	24
2.3.1 Anwendungsfall Schienenverkehr	25
2.3.2 Anwendungsfall Kühlcontainer	28
<b>3 Techno-ökonomische Analyse</b>	<b>32</b>
3.1 <i>Erster Anwendungsfall: Bahn</i>	32
3.1.1 Annahmen zu Kosten der SOFC-APU	32
3.1.2 Annahmen zu Betriebsparametern der Bahn-APU	35
3.1.3 Annahmen zu Kosten der Vergleichstechnologien zur Bahn-APU	36
3.1.4 Zusammenfassung der getroffenen Annahmen für die Bahn-APU	38
3.2 <i>Netto-Kapitalwerte der verschiedenen Bahn-APU-Technologien</i>	39
3.3 <i>Sensitivitätsanalyse für den Anwendungsfall Bahn</i>	41
3.3.1 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen	42
3.3.2 Variation von Dieselpreis und Marktvolumen	42
3.3.3 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten	43
3.3.4 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse	44
3.4 <i>Zweiter Anwendungsfall: Reefer</i>	46
3.4.1 Annahmen zu Kosten der Reefer-APU	46
3.4.2 Annahmen zu Betriebsparametern der Reefer-APU	46
3.4.3 Annahmen zu Kosten der Vergleichstechnologien zur Reefer-APU	47
3.4.4 Zusammenfassung der getroffenen Annahmen für die Reefer-APU	48
3.5 <i>Sensitivitätsanalyse für den Anwendungsfall Reefer</i>	49
3.5.1 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen bei geringerem Strombedarf	49
3.5.2 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen bei höherem Strombedarf	50
3.5.3 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten	52
3.5.4 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse	54

<b>4</b>	<b>Gesamtwirkungsanalyse der SOFC-APU</b>	<b>55</b>
4.1	<i>Potentielle Kraftstoffeinsparungen im Anwendungsfall 1 (Bahn)</i>	55
4.2	<i>Potentielle Kraftstoffeinsparungen im Anwendungsfall 2 (Reefer)</i>	57
4.3	<i>Potentielle Kohlendioxideinsparungen im Anwendungsfall 1 (Bahn)</i>	57
4.4	<i>Potentielle Kohlendioxideinsparungen im Anwendungsfall 2 (Reefer)</i>	60
4.5	<i>Ausblick auf zukünftige Produktionskapazitäten und Bedarf</i>	61
<b>5</b>	<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>63</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>65</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b>	<b>72</b>

## Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

### Abkürzungen

AP	Arbeitspaket
APU	Auxiliary Power Unit
AST-Gruppe	Angewandte System Technik
BEHG	Brennstoffemissionshandlungsgesetzes
BHKW	Blockheizkraftwerk
BOP	Balance of Plant
BZ	Brennstoffzelle
CARB	California Air Resources Board
CNG	Compressed Natural Gas
EBZ	Entwicklung- und Vertriebsgesellschaft Brennstoffzelle GmbH
ESyRE	Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
HVO	Hydrogenated Vegetable Oils
IKTS	Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LKW	Lastkraftwagen
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MultiSchIBZ	Multi-Schiffsintegration Brennstoffzelle
NRMM	Non-Road Mobile Machinery
O&M	Operation and Maintenance
PEM	Proton-Exchange-Membrane
PKW	Personenkraftwagen
PtD	Power-to-Diesel
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
SchIBZ	Schiffsintegration Brennstoffzelle
SchIBZII	Schiffsintegration Brennstoffzelle II
SGV	Schienengüterverkehr
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
SPV	Schienenpersonenverkehr
THG	Treibhausgas
UPS	United Parcel Service
USA	United States of America
US DOE	United States Department of Energy
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH

## Einheiten und Symbole

10ScSZ	Scandium-stabilisiertes Zirkonoxid
€	Euro
%	Prozent
°C	Grad Celsius
$\eta$	Wirkungsgrad
CO	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -eq	Kohlenstoffdioxidäquivalent
CFY	Chrom-Basis-Legierung
FEU	Forty-foot Equivalent Unit
h	Stunden
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HC	Kohlenwasserstoffe
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
Mio.	Millionen
NO <sub>x</sub>	Sickstoffoxide
t	Tonne
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit
Tsd.	Tausend
TWh	Terrawattstunden
W	Watt

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erwartete durchschnittliche Herstellungskosten von synthetischem Diesel basierend auf verschiedenen Studien für die Bezugsjahre 2020, 2030, 2040 und 2050-----	17
Tabelle 2: Eigene Berechnung des Dieserverbrauchs der Gesamtflotte in TWh nach Jahr und Szenario -----	28
Tabelle 3: Angenommene spezifische Investitionskosten SOFC-APU in Euro je kWel in Abhängigkeit vom Marktvolumen, Quelle: Eigene Annahme basierend (Battelle Memorial Institute 2014)-----	34
Tabelle 4: Annahmen Mehrkosten (Investition) SOFC-APU gegenüber Idling und Generator-APU -----	39
Tabelle 5: Einsparungen des jährlichen Dieserverbrauchs bei Nutzung einer SOFC-APU gegenüber Idling und Generator-APU -----	39
Tabelle 6: Annahmen Mehrkosten SOFC-APU ggü. einem Genset für Reefer -----	48
Tabelle 7: Einsparungen des jährlichen Dieserverbrauchs bei Nutzung einer SOFC-APU gegenüber Gensets für Reefer -----	48
Tabelle 8: Emissionsfaktoren des zukünftigen Dieselkraftstoffmix' aus fossilem und synthetischem Diesel in kgCO <sub>2</sub> -eq/L -----	58
Tabelle 9: Triebfahrzeugbestand nach Sparte und Bereich sowie Bedarf neuer Fahrzeuge, eigene Auf-stellung nach (Wille et al., 2020)-----	72
Tabelle 10: Anzahl der jeweiligen Triebfahrzeuge nach Sparte, Bereich und Antriebsart, Prognose für 2030 gemäß Flottenszenario TrendPlus in (Wille et al., 2020), für 2050 zusätzlich gemäß ei-igenen Annahmen: Neuanschaffungen ab 2030 in (A) SGV: 50 % hybrid, 25 % elektrisch, 25 % Wasserstoff; SPV: je 50 % elektrisch und Wasserstoff, in (B) SGV und SPV: je 50 % elektrisch und Wasserstoff -----	72
Tabelle 11: Dieselbedarf Neufahrzeuge relativ zum durchschnittlichen Verbrauch der Bestandsfahrzeuge -----	73
Tabelle 12: Neuberechnete Energieverbräuche nach Betriebsszenario, eigene Berechnung in Anlehnung an (AG Energiebilanzen e.V., 2022; Wille et al., 2020) -----	73
Tabelle 13: Angenommener Anteil der Triebfahrzeuge bzw. Reefer mit APU im zeitlichen Verlauf -----	73
Tabelle 14: Emissionsfaktoren für fossilen und synthetischen Diesel (Götz, Labunski, et al., 2024) -----	74
Tabelle 15: Angenommene Anteile synthetischen Diesels am zukünftigen Dieselkraftstoffmix -----	74

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Optionen und erreichbare Systemwirkungsgrade (gerundete Orientierungswerte) für eine treibhausgasneutrale Kraftstoff- bzw. Energieversorgung-----	11
Abbildung 2: Verluste und erreichbare Systemwirkungsgrade (gerundete Orientierungswerte) entlang der Prozessketten für eine treibhausgasneutrale Kraftstoff- bzw. Energieversorgung -----	12
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur im ESyRE-Projekt betrachteten Prozesskette mit Nennung der Arbeitspakete und der verantwortlichen Partner, Fraunhofer IKTS-----	13
Abbildung 4: Technologiepfad und erreichbare Systemeffizienz einer mit synthetischem Diesel betriebenen SOFC APU (gerundete Orientierungswerte), eigene Darstellung nach Fraunhofer IKTS -----	16
Abbildung 5: Erwartete Herstellungskosten in [€/l] für synthetischen Diesel basierend auf verschiedenen Studien (*umgerechnete Werte)-----	17
Abbildung 6: Erwartete Entwicklung des Dieserverbrauchs in den verschiedenen Langfristszenarien, eigene Darstellung nach (Krail et al., 2021a)-----	25
Abbildung 7: Mengengerüst der Triebfahrzeuge nach Antriebsart, Prognosen für 2030 gemäß Flottenszenario TrendPlus aus (Wille et al., 2020), für 2050 zusätzlich gemäß eigenen Annahmen-----	27
Abbildung 8: Bisherige und erwartete Entwicklung des weltweiten Bestandes von Kühlcontainern -----	29
Abbildung 9: Entwicklung der in Umlauf befindlichen Kühlcontainer in Deutschland nach (Lundsgaard et al., 2020)-----	30
Abbildung 10: Altersstruktur des deutschen in Umlauf befindlichen Kühlcontainer-Bestandes ab 2025 bei einer Wachstumsrate von 1,5 %-----	31
Abbildung 11: Ausdifferenzierung der Investitionskosten einer mit Dieselmotoren betriebenen SOFC-APU basierend auf (Battelle Memorial Institute, 2014) -----	34
Abbildung 12: Annahmen der Preisentwicklung für Dieselmotoren bei Bezug durch Eisenbahnverkehrsunternehmen, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Annahmen sowie (Burchardt et al., 2021; Krail et al., 2021; Öko-Institut et al., 2021; Prognos et al., 2021) -----	38
Abbildung 13: Netto-Kapitalwerte bei Investition in eine SOFC-APU in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad-----	40
Abbildung 14: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in eine Generator-APU in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad -----	41
Abbildung 15: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten -----	42
Abbildung 16: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von durchschnittlichem Dieselpreis und spezifischen Investitionskosten-----	43
Abbildung 17: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von spezifischen Investitionskosten und elektrischem Wirkungsgrad-----	44
Abbildung 18: Annahmen der Preisentwicklung für Dieselmotoren bei Bezug durch Logistikunternehmen, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Annahmen sowie (Burchardt et al., 2021; Krail et al., 2021; Öko-Institut et al., 2021; Prognos et al., 2021)-----	48
Abbildung 19: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem $\eta_{el} = 30,6\%$ in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 2,7 kW/TEU und Jahr -----	49
Abbildung 20: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem $\eta_{el} = 33\%$ in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 2,7 kW/TEU und Jahr-----	50



Abbildung 21: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem $\eta_{el} = 30,6\%$ in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 3,75 kW/TEU und Jahr -----	51
Abbildung 22: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem $\eta_{el} = 33\%$ in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 3,75 kW/TEU und Jahr -----	52
Abbildung 23: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten (Anwendungsfall Reefer) -----	53
Abbildung 24: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten (Anwendungsfall Reefer) -----	54
Abbildung 25: Prognostizierter Dieselverbrauch für den Schienenverkehr in verschiedenen Szenarien nach (dena, 2021; Krail et al., 2021a) und eigenen Berechnungen -----	55
Abbildung 26: Potentielle Kraftstoffeinsparungen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Idling des Großmotors, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	56
Abbildung 27: Potentielle Kraftstoffeinsparungen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	56
Abbildung 28: Potentielle Kraftstoffeinsparungen bei Kühlcontainern in Deutschland durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	57
Abbildung 29: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Idling des Großmotors, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	58
Abbildung 30: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	59
Abbildung 31: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen bei Kühlcontainern in Deutschland durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell) -----	60
Abbildung 32: Zukünftiger E-Dieselbedarf in den untersuchten Anwendungsfällen und potentielle Produktionskapazitäten für E-Fuels von Norsk E-Fuel und Haru Oni (Chile) im Vergleich -----	61

## 1 Einleitung

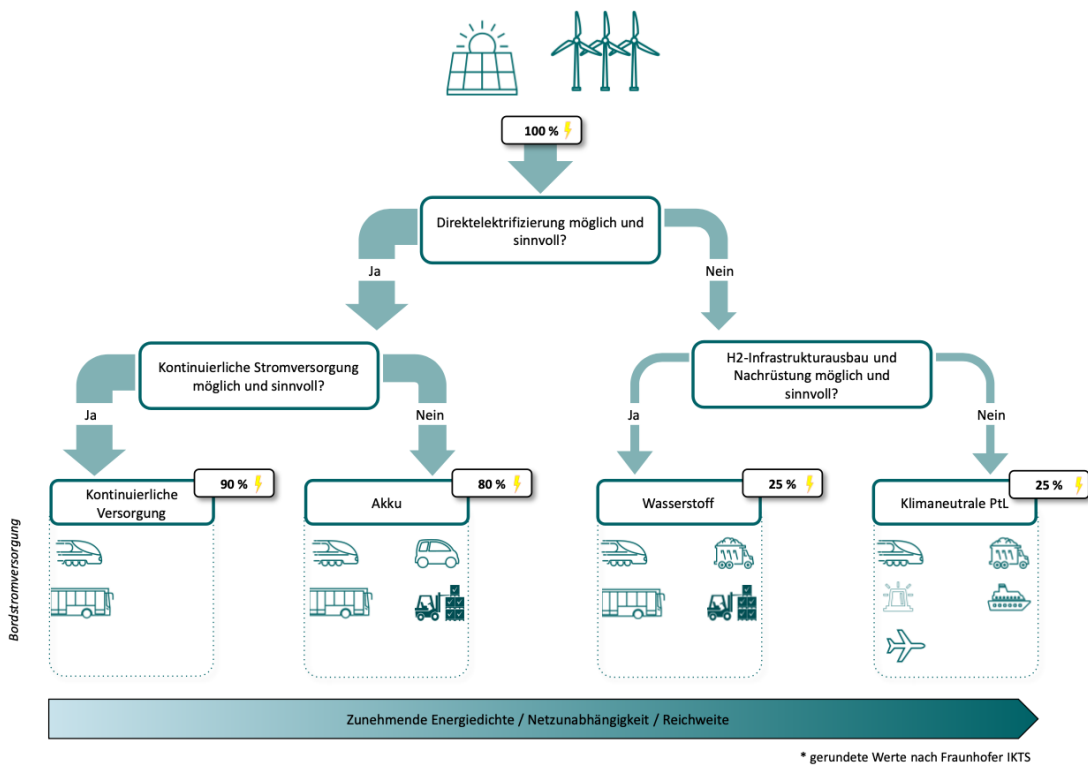
Die Reduzierung der Treibhausgas- und anderer Emissionen ist ein wichtiger Schritt für die Umwelt sowie die Gesellschaft und soll mit dem ESyRE Projekt vorangebracht werden. Während im Bereich der Energiewirtschaft durch den beginnenden Einsatz von kohlenstofffreier Energie im Stromsektor bereits eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden konnte, sind diese im Verkehrssektor nahezu konstant geblieben. Der Umstieg auf klimaneutrale Antriebe schreitet in einem geringeren Tempo voran als die Zunahme der Betriebsleistung. Insbesondere aufgrund der sehr hohen volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte fossiler Flüssigkraftstoffe sind diese im Flugverkehr, Schwerlastverkehr, dieselbetriebenen Bahnverkehr sowie für Spezialanwendungen im Bereich der Bauwirtschaft und bei sonstigen Großmaschinen nur schwer ersetzbar. Gleichzeitig tragen im PKW-Bereich sogenannte Rebound-Effekte dazu bei, die erzielten Erfolge zu (über-)kompensieren: effizientere Verbrennungsmotoren bieten die Möglichkeit, leistungsstärkere und schwerere Fahrzeuge zu bauen. Diese sind schneller, jedoch nicht sparsamer. (Schneidewind, 2018)

Schwankende Lastspitzen durch die Einspeisung von Strom aus fluktuierend verfügbaren erneuerbaren Energien (Sonnenenergie oder Windenergie) sowie bisher noch fehlende Speichertechnologien sind seit einiger Zeit weitere bedeutende Themen bezüglich des Ausbaus der regenerativen Energien und werden allzu gerne von Kritiker\*innen als Gegenargumente aufgeführt. Synthetische Kraftstoffe, die unter Einsatz von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energiequellen generiert wurden, bieten in diesem Kontext eine vielversprechende Möglichkeit, den vorgenannten Herausforderungen zu begegnen und können ferner einen doppelten Beitrag zur Dekarbonisierung des deutschen Energiemix<sup>1</sup> leisten. Erstens besitzen sie das Potential, fossile Flüssigkraftstoffe in Nischenanwendungen und solchen Bereichen, deren Elektrifizierung (noch) nicht umsetzbar ist, durch klimaneutrale Kraftstoffe zu ersetzen, und zweitens stellen sie einen Weg dar, durch Umwandlung von elektrischer in chemische Energie den Strom aus erneuerbaren Energiequellen längerfristig (auch in größeren strategischen Reserven) zu speichern und anschließend nahezu verlustfrei zum Einsatzort zu transportieren. Weiterhin bieten die gute Speicher- und Transportfähigkeit synthetischer Kraftstoffe sowie die Möglichkeit zur Beimischung die Option, die vorhandene Speicher- und Transport-Infrastruktur ganz im Sinne einer Sektorenkopplung und größerer Energieversorgungssicherheit weiter zu verwenden. Darin liegen Vorteile gegenüber der direkten Nutzung von Wasserstoff, die eine wichtige Ergänzung im Rahmen einer krisenresilienten Energiewende darstellen.

Der Ersatz fossiler durch klimaneutrale synthetische Kraftstoffe allein wäre jedoch für die Reduzierung der Emissionen auch in schwer zu dekarbonisierenden Nischenbereichen des Verkehrssektors unzureichend und hätte einen immensen Flächenbedarf u.a. für Solar- und Windkraftanlagen zur Folge. (Kasten, 2020) Daher ist die gleichzeitige weitere Effizienzsteigerung auf der Verbraucherseite unabdingbar, insbesondere dort, wo Verkehrsströme nicht ohnehin auf effizientere Verkehrsträger verlagert werden können. Brennstoffzellen bieten gegenüber herkömmlichen Wärmekraftmaschinen wie Verbrennungsmotoren den Vorteil, dass sie die chemische Energie direkt in elektrische umwandeln und somit ohne die verlustbehafteten Zwischenschritte Wärme und Kraft auskommen. Hierdurch können sie theoretisch einen höheren Wirkungsgrad erreichen als Wärmekraftmaschinen. Die im Vorhaben be-

trachteten Festoxidzellen offerieren dabei unter den spezifischen Rahmenbedingungen des hier betrachteten Herstellungsprozesses nicht nur für die Elektrolyse (SOEC), sondern auch für die Rückverstromung (SOFC) den potentiell effizientesten Technologiepfad.

Die am Fraunhofer IKTS entwickelten Stacks zeigen in verschiedenen Einsatzfällen Vorteile bezüglich Integrierbarkeit und Robustheit, sodass eine Diesel-SOFC-APU (Auxiliary Power Unit, siehe unten) mit diesem Stackdesign den bisherigen Stand der Technik übertrifft. Eine Anwendung der Stack-Technologie für beide betrachteten Einsatzgebiete (SOFC/Brennstoffzelle und SOEC/Elektrolyse) ist dabei sowohl technologisch als auch wirtschaftlich wichtig, um synergetische Vorteile zu nutzen und die zukünftigen Preise durch Produktions-/Absatzsteigerung über Skaleneffekte zu senken.



**Abbildung 1: Optionen und erreichbare Systemwirkungsgrade (gerundete Orientierungswerte) für eine treibhausgasneutrale Kraftstoff- bzw. Energieversorgung**

Abbildung 1 zeigt verschiedene vorhandene Systemoptionen im Verkehrssektor zur Versorgung mit Kraftstoff bzw. Energie unter Berücksichtigung bestimmter Entscheidungskriterien und unter Priorisierung der Gesamtsystemeffizienz. Die Direktelektrifizierung des Mobilitätsbereichs erzielt, wo immer sie umsetzbar ist, die höchste Systemeffizienz und kann im Verkehrsbereich per kontinuierlicher Stromversorgung über Oberleitungen oder Stromschienen realisiert werden. Eine diskontinuierliche Direktelektrifizierung erfolgt durch die Nutzung von elektrischen Energiespeichern, wie sie primär aus batterieelektrisch angetriebenen E-Fahrzeugen allgemein bekannt sind. In Bereichen, in denen eine Direktelektrifizierung gegenwärtig entweder technisch nicht möglich ist oder aus Sicht der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll erscheint, bietet sich die Nutzung von chemischen Energieträgern an.

Eine Schlüsseltechnologie in diesem Bereich stellt aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades die wasserstoffbetriebene Brennstoffzelle dar. Die Elektrolyse und insbesondere der Transport von Wasserstoff bringen jedoch bei einem Vergleich der ursprünglich eingesetzten Energie mit der beim Verbraucher nutzbaren Energiemenge hohe Verluste mit sich, sodass die erreichbare Systemeffizienz bei ca. 25 % liegt. Die näherungsweise Verluste entlang der jeweiligen Prozessketten zur treibhausgasneutralen Energie- bzw. Kraftstoffversorgung sowie gerundete Orientierungswerte der jeweils erreichbaren Systemeffizienz werden zur Veranschaulichung in Abbildung 2 dargestellt.

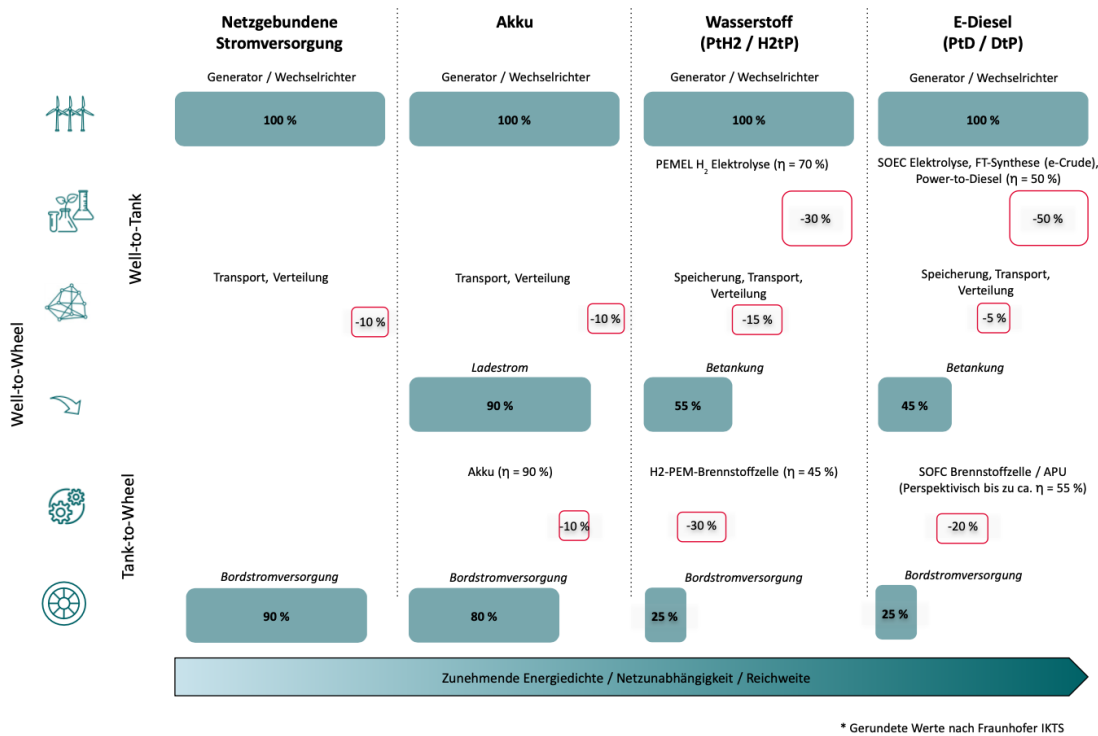


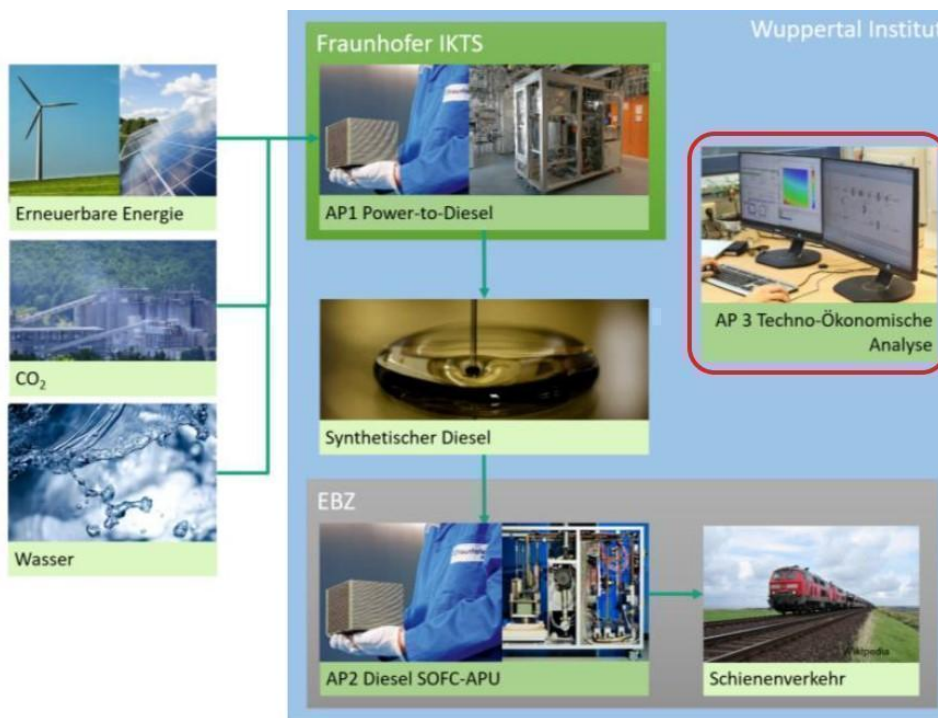
Abbildung 2: Verluste und erreichbare Systemwirkungsgrade (gerundete Orientierungswerte) entlang der Prozessketten für eine treibhausgasneutrale Kraftstoff- bzw. Energieversorgung

Der Transport sowohl von verflüssigtem als auch gasförmigem Wasserstoff gestaltet sich im Vergleich zu konventionellen Brennstoffen technisch deutlich aufwendiger und erfordert den anspruchsvollen Aufbau einer weitgehend neuen Infrastruktur ebenso wie technische Nachrüstungen auf der Verbraucherseite. Nicht in jedem Anwendungsfall steht diesem Aufwand ein angemessener Nutzen gegenüber. Wo keine Direktelektrifizierung und auch keine Nutzung einer Wasserstoffinfrastruktur möglich oder sinnvoll ist, zum Beispiel wegen langer Importrouten aus Regionen mit sehr hohen Potentialen für die Nutzung von Erneuerbaren Energien, bietet die effiziente Herstellung von synthetischen E-Fuels einen vielversprechenden Lösungsweg, da die verschiedenen Produkte deutlich einfacher zu transportieren und zu lagern sind als Wasserstoff. Darüber hinaus kann weitgehend die bestehende petrochemische Infrastruktur sowie das vorhandene Anwendungswissen im Falle einer Beimischung oder eines Brennstoffwechsels weiter genutzt werden. Auch Anpassungen der Raffinerien sind erst bei höheren Beimischungsquoten erforderlich (de Klerk, 2011), was jedoch mit großer Wahrscheinlichkeit ohnehin und davon unabhängig zur Dekarbonisierung der (petro-)chemischen Grundstoffindustrie erfolgen muss. Die Elektrolyse,

ebenso wie die Rückverstromung im Bedarfsfall, lässt sich nach aktuellem Stand der Wissenschaft mittels Festoxidbrennstoffzellen am effizientesten realisieren und soll dabei perspektivisch mit ca. 25 % eine vergleichbare Gesamteffizienz wie wasserstoffbasierte Systeme erreichen.

In den nicht oder nur schwer zu elektrifizierenden Bereichen wie Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr werden Flüssigkraftstoffe wie Kerosin oder Diesel aufgrund ihrer hohen Energiedichte voraussichtlich auch in längerer Perspektive noch eingesetzt werden. Auch in vielen weiteren speziellen Anwendungsfeldern wie etwa bei netzunabhängigen (Not-) Stromaggregaten ist Diesel als langfristig und in größeren Mengen lagerbarer Kraftstoff (insbesondere auch in Krisenzeiten) derzeit noch nahezu unentbehrlich und wird es voraussichtlich auch in näherer Zukunft bleiben. Daher liegt der Fokus des Projekts ESyRE auf synthetischem E-Diesel für nicht oder nur sehr schwer zu dekarbonisierende Einsatzbereiche.

Die Projektpartner Fraunhofer IKTS, EBZ GmbH und Wuppertal Institut haben im Rahmen des ESyRE-Projektes unterschiedliche Themenschwerpunkte bearbeitet. Die im Projektvorhaben betrachtete Prozesskette mitsamt der Verteilung der unterschiedlichen Arbeitspakete auf die Projektteilnehmer wird in Abbildung 3 schematisch dargestellt.



**Abbildung 3: Schematische Darstellung zur im ESyRE-Projekt betrachteten Prozesskette mit Nennung der Arbeitspakete und der verantwortlichen Partner, Fraunhofer IKTS**

Das AP 1 umfasst alle Arbeiten zur Entwicklung und Auslegung einer Power-to-Diesel (PtD)-Pilotanlage mit 20 kW Elektrolyseleistung. Das AP 2 umfasst die Auslegung, den Aufbau und den Test eines 5 kW<sub>el</sub> APU-SOFC-Systems einschließlich seiner Komponenten und Teilsysteme. In AP 3 werden detaillierte techno-ökonomische Analysen für die neuen Technologien durchgeführt, um für die Wirtschaftlichkeit sowie die Umweltwirkung des technischen Gesamtsystems relevante Einflussgrößen aufzuzeigen. Darüber hinaus sollen Stärken und Schwächen im Vergleich zu entspre-

chenden Anlagen des aktuellen Stands der Technik, (z.B. kleinen Dieselgeneratoren als APU), herausgearbeitet werden. Auf Grundlage der verfügbaren Projektdaten sollen diese Arbeiten die weitere Technologieentwicklung und -optimierung unterstützen.

Die im Projektverlauf verfügbaren Umweltsleistungsdaten (z. B. Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade) stellen die Grundlage dar, auf welcher die Synthese und Rückverstromung von E-Flüssigkraftstoffen, insbesondere von E-Diesel, durch Nutzung einer Festoxidbrennstoffzelle zunächst im Rahmen vorläufiger Umweltsleistungsbewertungen mit den jeweiligen Daten anderer entsprechender Systeme verglichen werden. Basierend auf den verfügbaren technischen, energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Parametern der neuen Technologie, wird in einem weiteren Schritt eine umfassende Szenarien-basierte Bewertung der Umweltwirkung auf Makroebene durchgeführt. Die Szenarien vergleichen dabei die Potentiale der neuen Technologie mit Ergebnissen, die sich bei einer Weiternutzung der identifizierten herkömmlichen Systeme ergäben. Insbesondere Effizienz- bzw. Emissionsszenarien bilden dabei die Grundlage für Empfehlungen zur weiteren Technologieentwicklung und zur Relevanz des politischen Rahmens im Kontext einer zukünftigen Markteinführung der neuen Technologie.

## 1.1 Potentielle Anwendungsfälle

Eine mögliche Anwendung mit Potential zur Effizienzsteigerung im Verkehrssektor sind die weltweit noch verbreitet eingesetzten Diesellokomotiven, die zu einem großen Teil zum betriebstechnisch notwendigen Warmhalten des Motors während des Parkens (Standby) im Leerlauf (Idling) abgestellt oder mit automatischen Start-Stopp-Systemen betrieben werden (insbesondere bei entsprechenden klimatischen Bedingungen oder außerhalb urbaner Bereiche). Zum Erhalt einer Starttemperatur von ca. 40-50°C läuft der Großmotor dabei faktisch im Leerlauf und verbraucht pro Stunde etwa 20-40 Liter Diesel. (Wang, 2014)

Alternativ werden deshalb bei Diesellokomotiven zur Effizienzsteigerung bereits zum Teil kleine (Hilfs-) Dieselgeneratoren eingesetzt, welche beim Parken/im abgestellten Zustand als mobile Bordstromversorgung neben der Batterieladung auch die notwendige Wärme zum Warmhalten bzw. Vorwärmen bereitstellen. Der erzeugte Strom wird bei Lokomotiven hauptsächlich für Pumpen, oder die Steuerungs- und Kommunikationstechnik benötigt und bei Triebzügen auch für die Vorklimatisierung des Fahrgastraumes sowie die Bordstromversorgung der Waggonen. Kleine Dieselgeneratoren haben dabei oftmals jedoch hohe Wartungskosten pro Kilowatt und erzeugen lokal ebenfalls erhebliche Lärm- und Abgasemissionen. Zudem ist der Betrieb insbesondere im Teillastbereich äußerst ineffizient; im optimalen Betriebspunkt beträgt der elektrische Wirkungsgrad dieser Kleindieselaggregate oftmals nur knapp über 30 %. Die Serviceintervalle liegen meist bei deutlich weniger als 1.000 Betriebsstunden, da auch bei einem vollständigen Stillstand eine jährliche Wartung anfällt. Im Rahmen des AP 3.2 wird daher u.a. untersucht, ob solche Kleindieselaggregate durch mit E-Fuels betriebene Brennstoffzellen technologisch und wirtschaftlich sinnvoll ersetzt werden können.

Ein Diesel-BZ-System steht dabei im Wettbewerb mit heutigen verbrennungsmotorischen Stromgeneratoren oder damit ausgerüsteten kleinen hybriden Systemlösungen, weshalb es derzeit aus Kostengründen nur in preisunempfindlichen

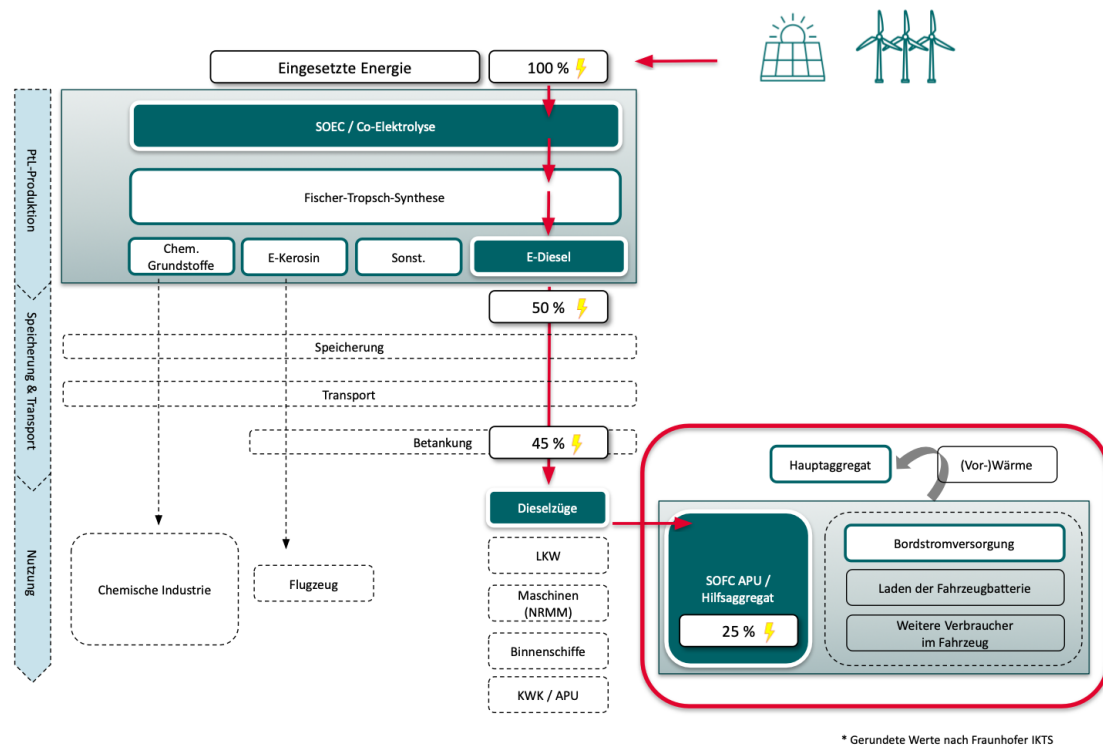
Nischenmärkten eingesetzt werden kann. Bei einem weltweiten Bestand von schätzungsweise über 100.000 Diesellokomotiven und Dieseltriebzügen wird in diesem Bereich grundsätzlich auch ein großer internationaler Markt für SOFC-APU-Systeme gesehen, die insbesondere dem gestiegenen Strombedarf von Dieseltriebzügen und kleineren Sonder-Lokomotiven Rechnung tragen können. In diesem Marktsegment werden bereits heute zusätzliche Qualitätsmerkmale, wie z.B. Energiedichte des Brennstoffs, Lärmemission und niedrigere Abgasbelastung entsprechend mit bewertet oder als Investitionsvorteile angesehen.

Dieseltriebwagen, welche primär im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) auf Strecken zum Einsatz kommen, deren Elektrifizierung noch nicht erfolgt ist und womöglich aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit auch nicht erfolgen wird, bieten gegenüber den Lokomotiven womöglich ein noch größeres Potential zur Anwendung der Festoxidbrennstoffzellen auf Basis von synthetischem Diesel. Als APU, mit der eine vom Triebfahrzeug bzw. vom Hauptantrieb unabhängige Bordstromversorgung im Mobilitätsbereich bezeichnet wird, könnte ein kleiner dimensioniertes Brennstoffzellensystem den Kraftstoffverbrauch des Triebfahrzeugs reduzieren. Dies ist insbesondere dann von Interesse, wenn keine externe Energiezuführung verfügbar ist, da eine derartige APU-Anlage jederzeit netzunabhängig aus dem Dieseltank versorgt werden kann.

Weiterhin ist der Anteil der Strom- zur Wärmeerzeugung durch die kleinere Auslegung als APU ggf. bedarfsgerechter modulierbar. Auch ein Einsatz während der Fahrt, parallel zum Hauptantrieb, wäre insbesondere bei Dieseltriebzügen grundsätzlich vorstellbar, um den Hauptantrieb zu entlasten. Somit könnte durch den optimalen Betrieb beider Systeme eine Effizienzsteigerung erreicht werden oder die APU ggf. auch als „Range-Extender“ in kleineren batterieelektrischen Fahrzeugen arbeiten.

Bei Diesel-betriebenen (Trieb)Zügen ist somit ein möglicher SOFC APU Anwendungsfall gegeben, der sowohl einen Strom- als auch Wärmebedarf aufweist und darüber hinaus eine Grundlast bietet um häufiges Ab- und Wiederanfahren bzw. ineffiziente Lastwechsel des Systems zu vermeiden. Abbildung 4 veranschaulicht den schematisieren Technologiepfad für den Betrieb einer SOFC APU mit synthetischem Kraftstoff in einem Dieseltriebzug.

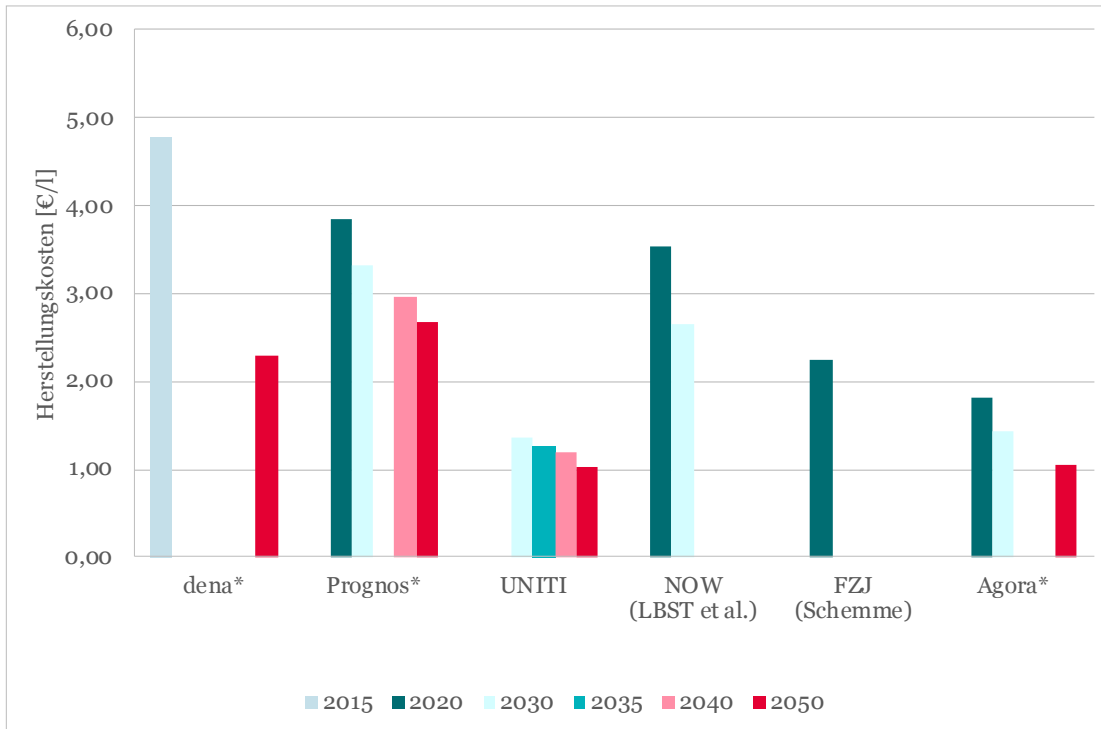




**Abbildung 4: Technologiepfad und erreichbare Systemeffizienz einer mit synthetischem Diesel betriebenen SOFC APU (gerundete Orientierungswerte), eigene Darstellung nach Fraunhofer IKTS**

Netzunabhängige SOFC-Stromgeneratoren auf Basis von LPG oder CNG (Sunfire Fuel Cells, Atrex, Kraftwerk Group) sind bereits an der Stufe zum Markteintritt (Ensol Systems, 2022; sunfire GmbH, 2021). Die Leistungsdichte dieser Kraftstoffe beträgt jedoch maximal zwei Drittel im Vergleich zu Dieselmotoren und birgt wesentliche Nachteile bei längeren Versorgungstrecken. Der Betrieb einer SOFC mit synthetischem Diesel zeigt hierzu eine alternative Lösung auf. Ein wesentlicher Vorteil von E-Diesel gegenüber anderen Konzepten besteht (neben der höheren Energiedichte und einfacherer Handhabung u.a. beim Betanken) darin, dass die vorhandene Infrastruktur ganz im Sinne einer Sektorenkopplung und größerer Energieversorgungssicherheit (Speicherfähigkeit) weiter genutzt werden kann und zum Beispiel keine neuen Tankstellen, Treibstofflager oder Übertragungsnetze gebaut werden müssen. Eine Herausforderung stellen bisher noch die Herstellungspreise von synthetischem Diesel dar, da bislang keine Herstellung in größerem industriellem Maßstab erfolgt, was für eine Preisdegression über Skaleneffekte erforderlich wäre. Die in verschiedenen Studien angegebenen erwarteten Preise für synthetischen Diesel sind in Abbildung 5 gegenübergestellt und zeigen eine große Spannweite, sowohl hinsichtlich der Höhe als auch der zeitlichen Entwicklung.





**Abbildung 5: Erwartete Herstellungskosten in [€/l] für synthetischen Diesel basierend auf verschiedenen Studien (\*umgerechnete Werte)**

Durchschnittlich ergeben sich aus den verschiedenen Studien die in Tabelle 1 aufgeführten erwarteten Kosten für die Herstellung eines Liters synthetischen Diesels. Die Bezugsjahre 2015 und 2035 werden bleiben hierbei unberücksichtigt, da diesbezüglich jeweils nur eine Studie als Datengrundlage vorliegt.

**Tabelle 1: Erwartete durchschnittliche Herstellungskosten von synthetischem Diesel basierend auf verschiedenen Studien für die Bezugsjahre 2020, 2030, 2040 und 2050**

Jahr	Erwartete Herstellungskosten [€/l]	Quelle
2020	2,86	(Agora Verkehrswende et al., 2018; LBST et al., 2019; Prognos, 2020; Schemme, 2020)
2030	2,19	(Agora Verkehrswende et al., 2018; LBST et al., 2019; Prognos, 2020; UNITY e. V., 2020)
2040	2,07	(Prognos, 2020; UNITY e. V., 2020)
2050	1,18	(Agora Verkehrswende et al., 2018; dena & LBST, 2017; Prognos, 2020; UNITY e. V., 2020)

Im vorliegenden Bericht soll daher u.a. für den konkreten Anwendungsfall der Bordstromversorgung eines Dieseltriebwagens untersucht werden, ob der Einsatz einer SOFC-APU den grundsätzlichen technischen sowie ökonomischen Anforderungen entsprechen und eine effiziente sowie emissionsarme Alternative zu den derzeit üblichen Diesel-Nebenaggregaten darstellen kann. Gegenwärtig am Markt verfügbare APUs mit Verbrennungsmotoren haben oftmals einen hohen Wartungsaufwand, hohe Schadstoffemissionen und eine geringe Effizienz. Deshalb ist in diesem Marktsegment ein Einsatz von elektrochemischen Stromerzeugern wie der SOFC vielversprechend, da diese potentiell auch bei niedrigen Leistungen (unter 5 kW<sub>el</sub>) einen hohen Wirkungsgrad bei gleichzeitig sehr geringen Emissionswerten aufweisen. Es existieren daher bereits vereinzelte Brennstoffzellensysteme als LKW/Truck-

APU, Energieversorgung von Kühlcontainern und Kühltrailern mit PEM-Stacks (Brooks, 2018). Diese basieren jedoch auf Wasserstoff, dessen Nachteile bezüglich der volumetrischen Leistungsdichte und in der Handhabung in der Einleitung bereits herausgestellt wurden.

Abseits der Schiene kommen APUs in verschiedensten Fahrzeugen als Ladehybrid, bei Transportanhängern oder Kühlcontainern sowie bei Schiffen und Flugzeugen zum Einsatz. Auch im stationären Betrieb beziehen viele Anwendungen wie z.B. Kühlcontainer den benötigten Strom bisher oftmals über ein Diesellaggregat. Daher wird als zweiter Beispiel-Anwendungsfall ein Fokus auf die Untersuchung der Kombination von Kühlcontainern mit einer SOFC-APU gelegt.

Kühlcontainer, nach dem englischen Begriff kurz „Reefer“ genannt, werden verwendet, um verderbliche Waren wie etwa Fleisch, Obst, Gemüse, Milchprodukte oder pharmazeutische Produkte unter kontrollierten internen Umgebungsbedingungen, vor allem hinsichtlich Temperatur und Luftfeuchtigkeit, von der Produktion oder Ernte usw. bis zum Bestimmungsort zu transportieren und/oder zu lagern. Sie ähneln den Standardfrachtcontainern (auch „Trockencontainer“ oder „Schiffscontainer“ genannt) in ihren physikalischen Eigenschaften und Standards, wie z.B. ihrer allgemeinen Bauweise, Größe und den grundlegenden Umschlagverfahren. Obwohl Kühlcontainer zusätzliche Isolierung, eine spezielle Kühlausrüstung, eine externe Stromversorgung und z.T. angepasste Umschlagverfahren an Land (Terminals), auf See (Schifffahrt) oder auf der Straße/Schiene (Lkw und Rechen) erfordern, können sie durch ihre standardisierte Bauweise nahtlos über Grenzen hinweg mit verschiedenen Transportmitteln wie Schiffen, LKWs und Zügen transportiert werden.

Der Fokus in AP 3.2 liegt entsprechend der Analyse möglicher Einsatzfälle auf den Anwendungsbereichen Eisenbahn, konkret auf APUs für Dieselloks und Triebwagen, sowie auf APUs für Kühlcontainer. Weitere grundsätzlich mögliche Einsatzbereiche werden in einem Ausblick skizziert, um die Bedeutung für spätere Skaleneffekte bei der SOFC-Anwendung darzustellen.

## 1.2 Technische Herausforderungen im ESyRE Projekt

Für SOFC-APU-Systeme wurde trotz zahlreicher positiver Ansätze im Bereich der Reformer und SOFC-Stack Entwicklung bis heute weltweit, abgesehen von einigen Labor- und Versuchsmustern im Rahmen von Forschungsprojekten noch kein industrietaugliches Diesel-SOFC-System realisiert. (Wachsmann & Singhal, 2009)

Als Grund für die Einstellung früherer Entwicklungen von SOFC-APU-Systemen (häufig noch auf den Einsatz mit fossilen Kraftstoffen ausgerichtet) wurde meist die noch mangelnde Wirtschaftlichkeit der Systeme im jeweiligen Anwendungsfall im Vergleich zu bereits etablierten verbrennungsmotorischen Systemen genannt. Sofern in der Literatur besondere technische Herausforderungen genannt wurden, sind dies primär die Degradation von Reformer und Stack durch Schwefel im herkömmlichen fossilen Dieselmotorkraftstoff, Rußbildung sowie die Umsetzung einer Heißgasrezirkulation. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit der SOFC-APU zielt das ESyRE Projekt daher auf andere Anwendungsfelder, die zunächst in Nischenmärkten mit geringeren Stückzahlen und anderen Kostenanforderungen ansetzen. Technische Herausforderungen, insbesondere die Auswirkungen von Schwefel, stellen sich bei der Verwendung von synthetischem PtD-Kraftstoff nicht, da dieser grundsätzlich schwefelfrei

ist. Weitere Herausforderungen bestehen noch bei der SOFC-Stacktechnologie, der Betriebsführung von Dieselreformern sowie der Baugröße und Masse der Gesamtsysteme.

Die im ESyRE Projekt zum Einsatz kommenden Stacks des Fraunhofer IKTS basieren auf Interkonnektoren, aus der Chrom-Basis-Legierung CFY und elektrolytgetragenen Zellen aus 10ScSZ (Scandium-stabilisiertes Zirkonoxid). Sie sind durch F&E-Arbeiten im Laufe der letzten Jahre noch robuster und effizienter geworden und stellen daher den wichtigsten Baustein in diesem Projekt dar. In vorangegangenen Förderprojekten wie SchIBZ, SchIBZII und MultiSchIBZ zur Integration von Brennstoffzellen in Notstromaggregaten auf Schiffen wurde gezeigt, welchen Vorteil die Diesel-SOFC grundsätzlich gegenüber PEM und Verbrennungskraftmaschinen aufweist (OWI Science for Fuels gGmbH, 2022). Es wurden dabei SOFC-Demonstratoren im Leistungsbereich 500 kW geplant und mit 30 kW realisiert. Nach 10 Jahren Entwicklung wurde die Phase der Demonstration in den genannten Projekten jedoch noch nicht überwunden, was mutmaßlich an den SOFC-Stacks oder an der Dieselreformertechnologie liegt. Beide Themen werden im Projekt ESyRE daher mit neuen Ansätzen bearbeitet, sowie gezielt eine kleinere Leistungsklasse gewählt, um kostengünstigere, schnellere Entwicklungszyklen durchführen zu können.

Ein weiteres wesentliches ESyRE-Projektziel für das SOFC-APU-System ist der Nachweis und die Demonstration der Einsatzfähigkeit von Dieselreformern mit synthetischem, über die Fischer-Tropsch-Synthese hergestellten E-Fuel bzw. E-Diesel oder vergleichbaren Kraftstoffen, da diesen zukünftig eine wesentliche Rolle in der Energieversorgung und insbesondere im Verkehrssektor zugemessen wird. In der weiteren ESyRE-Systementwicklung liegt zudem der Schwerpunkt in der Wärmeintegration der Komponenten, um eine hohe Systemeffizienz zu erreichen.

### **1.3 Struktur des vorliegenden Berichts**

Der vorliegende Bericht untersucht am Beispiel E-Diesel, inwiefern die Herstellung und die Nutzung synthetischer Flüssigkraftstoffe das Potential besitzen, einen Beitrag zur Verminderung insbesondere der Treibhausgasemissionen (THG) in ausgewählten Nischenanwendungen des Verkehrssektors zu leisten. Hierzu wird zunächst in Kapitel 2 die verfügbare Literatur betrachtet, um die in Kapitel 1 beschriebene Problemstellung genauer einzuordnen und die näher zu analysierenden Anwendungsfälle darzustellen. Im ersten Anwendungsfall wird die Bordstromversorgung eines Dieseltriebwagens über die Rückverstromung von E-Diesel mit dem herkömmlichen Einsatz fossilen Dieselmotors zu diesem Zweck verglichen. Im zweiten Anwendungsfall wird die Stromversorgung eines Kühlcontainers (Reefers) durch eine SOFC-APU der Verwendung eines Dieselaggregats gegenübergestellt.

In Kapitel 3 werden das methodische Vorgehen für die techno-ökonomische Analyse beschrieben und die Ergebnisse präsentiert. Die Diskussion der vorgestellten Ergebnisse folgt in Kapitel 4. Eine Zusammenfassung mitsamt den aus der Arbeit abgeleiteten Empfehlungen schließt den vorliegenden Bericht in Kapitel 5 ab.

## 2 Literaturanalyse zu weiteren SOFC/APU Anwendungsfällen

In diesem Kapitel werden Anwendungsbeispiele und deren Stand der Technik vorgestellt, für die eine SOFC-APU grundsätzlich in Frage kommt. Bei der Untersuchung von SOFC-APU für Transportmittel zeigt die Literaturrecherche, dass bisherige Projekte primär den Bereich von Lkw (oftmals mit Fokus USA) untersucht haben, weshalb diese Anwendungsbeispiele hier als Ausgangsbasis auch für weiterführende Analysen für den Eisenbahnbereich ausführlicher beschrieben werden.

Neben den zuvor genannten Anwendungsbeispielen werden im Folgenden auch weitere perspektivisch mögliche Anwendungsgebiete betrachtet. Hierbei wird im Wesentlichen zwischen mobilen und (teil)stationären Anwendungsfällen unterschieden.

### 2.1 Mobile Anwendungen

#### 2.1.1 LKW/Truck

Ein großer Teil der schweren LKW im Transportsektor hat einen erheblichen Leerlaufanteil. Die Fahrer\*innen betreiben die LKW-Motoren im Leerlauf, unter anderem um Heizungen und Klimaanlage sowie Zubehör für die Schlafkabine (z.B. Kühlschränke und Fernsehgeräte) zu betreiben, aber auch um die Gefahr von Startproblemen bei kaltem Wetter zu verringern (Brodrick et al., 2002). Der Umfang des Leerlauf-Betriebs wurde bislang nicht genau quantifiziert, scheint gemäß Literaturangaben jedoch erheblich zu sein. Am größten ist er bei schweren Diesel-LKW im Linienverkehr. Einer Studie zufolge könnten viele der 458.000 Langstrecken-LKW in den USA, die täglich mehr als 500 Meilen zurücklegen, zwischen 3,3 und 16,5 Stunden pro Tag im Leerlauf betrieben werden (Stodolsky et al., 2000). Diese Studie ging von einem Jahresdurchschnitt von 6 Stunden Leerlauf pro Tag aus, stellte aber fest, dass Sattelzugmaschinen im Linienverkehr mit Schlafkabine je nach Jahreszeit und Betrieb auch bis zu 10 Stunden pro Tag oder 40 % der gesamten Motorlaufzeit im Leerlauf verbringen können (Stodolsky et al., 2000). Ein solches Ausmaß ist nicht überraschend, da LKW-Fahrer im Linienverkehr oftmals mehr als 300 Tage im Jahr im Fahrerhaus übernachten. Dies liegt unter anderem daran, dass Sicherheitsvorschriften ihre Fahrzeiten auf der Straße begrenzen.

Obwohl schwere Dieselfahrzeuge im Vergleich zu Benzinmotoren relativ gesehen geringere Abgasmengen an Kohlenwasserstoffen (HC) und Kohlenmonoxid (CO) produzieren, erzeugen sie erhebliche Mengen an Stickstoffoxid (NO<sub>x</sub>) und Feinstaubemissionen. NO<sub>x</sub> und Feinstaub gelten weithin als die beiden größten Verursacher für Luftverschmutzung und damit einhergehende Bedrohungen für Gesundheit und Ökosysteme. NO<sub>x</sub> ist eine Vorläufersubstanz für die Bildung von gesundheitsschädlichem bodennahen Ozon und wird daher weltweit durch immer strengere Luftqualitätsstandards reguliert. Auch lungengängiger Feinstaub in der Umgebungsluft stellt eine verbreitete und schwerwiegende Gesundheitsgefährdung dar. Schon im Jahr 1998 wurde Diesel-Feinstaub daher beispielsweise in den USA vom California Air Resources Board (CARB) zu einem giftigen Luftschadstoff erklärt, den es dringend zu vermindern gilt.

Es gibt darüber hinaus wirtschaftliche Gründe, den Leerlauf bei Diesel-LKW zu reduzieren. Motoren im Leerlauf arbeiten sehr ineffizient (etwa 3 % Energieeffizienz) im Vergleich zu 40 % beim Betrieb auf der Autobahn und unterliegen zudem einem

höheren Verschleiß. Das US-Energieministerium (US Department of Energy, US DOE) schätzte bereits 1999, dass jedes Jahr eine Milliarde US-Dollar für Kraftstoff im Leerlauf und eine weitere Milliarde US-Dollar für Motorenverschleiß und -wartung aufgrund des Leerlaufs ausgegeben werden. (Brodrick et al., 2002)

Entsprechend sind sich auch die Betreiber von LKW der wirtschaftlichen Kosten des Leerlaufs bewusst. Viele der großen LKW-Flotten in den USA, darunter auch die große Flotte des United Parcel Service (UPS), schränkten den Leerlauf daher bereits freiwillig ein (Brodrick et al., 2002). Bei kleineren Flotten mit weniger als 25 Fahrzeugen sind solche freiwilligen Programme jedoch weniger wahrscheinlich, und diese Flotten betreiben etwa 40 % der LKW im Linienverkehr in den USA (Stodolsky et al., 2000). Letztendlich scheint jedoch die vorherrschende Meinung in der LKW-Branche zu sein, dass weitere Beschränkungen des Leerlaufs nicht durchführbar sind, ohne den Komfort und die Sicherheit der Fahrenden übermäßig zu beeinträchtigen. Um den Leerlauf eines großen LKW-Hauptmotors zu reduzieren, stehen mehrere alternative Technologien zur Verfügung, darunter Batteriepakete, Hilfsgeneratoren, direkt befeuerte Heizungen und ein Wärmespeichersystem, die jedoch allesamt Einschränkungen in der Nutzung und daher nur eine begrenzte Marktakzeptanz haben (Brodrick et al., 2002). Nach Berichten von LKW-Fahrer\*innen belastet etwa die Nutzung von Batteriestrom über Nacht die Fahrzeugbatterien zu stark, was zu einer verkürzten Lebensdauer der Batterien und hohen Ersatzkosten führt. Die derzeit erhältlichen Diesel-Hilfsaggregate sind schwer, teuer und laut. Direkt befeuerte Heiz- und Kühlgeräte können zur Unterstützung der Klimatisierung eingesetzt werden, liefern aber keinen Strom für anderes Zubehör wie Fernseher und Kühlschränke. Manchmal ist es möglich, an LKW-Rastplätzen vorhandene Steckdosen zu nutzen, aber die derzeitige Verfügbarkeit von Netzstromanbindungen ist begrenzt, und es ist ungewiss, wie viele LKW an anderen Orten anhalten, um zu rasten.

Dies erklärt, warum vor allem in den USA bereits seit längerem Brennstoffzellen-APUs auch für den Betrieb mit fossilem Diesel in zahlreichen Projekten untersucht wurden.

### **2.1.2 Notstromversorgung und Off-Grid**

Klassische Anwendungen für Stromerzeuger im elektrischen Leistungsbereich von ca. 5 kW (wie im ESyRE-Projekt zunächst für die Entwicklung geplant) stellen typische und weitverbreitete Notstromaggregate dar, die bisher mit fossilem Dieseldieselkraftstoff betrieben werden. Diese werden zum einen als Reserve bei einem Ausfall der Netzversorgung und zum anderen an Orten abseits der bestehenden Stromversorgung genutzt. Die Anforderungen an das System sind in den beiden Einsatzbereichen grundlegend verschieden. Ein kleines Dieselaggregat ausschließlich als Notstromversorgung erreicht nur wenige Betriebsstunden im Jahr mit vollkommen unterschiedlichen Lastprofilen. Das System muss schnell verfügbar sein und problemlos an- und wieder abgefahren werden können. Somit durchläuft es unter Umständen viele kurze Lastzyklen. Weiterhin spielen Abmessungen und Gewicht eine Rolle, da das Aggregat gegebenenfalls zur Einsatzstelle transportiert werden muss. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt widersprechen diese Anforderungen den Eigenschaften eines SOFC-Systems, da es deutlich größer und schwerer ist als ein Dieselaggregat gleicher Leis-

tung. Die Erfahrung aus den Projekten FlexiFuel-SOFC und HiEff-BioPower, in denen ebenfalls ein SOFC-System eingesetzt wurde, hat zudem gezeigt, dass zum wirtschaftlichen Betrieb aufgrund der langen Anlauf- und Abfahrzeiten nur wenige Systemstopps pro Jahr vertretbar sind. Als Ersatz für ein Notstromaggregat im eigentlichen Sinne kann ein SOFC-System daher nur indirekt dienen, indem es mit sehr hoher Ausfallsicherheit die für einen Notfall ausreichende Grundlast deckt. Zudem wurden Brennstoffzellensysteme auch als mobile Energieversorgungseinheit von Pumpen in Betracht gezogen, um beispielsweise bei Überschwemmungen in Krisengebieten eine Stromversorgung gewährleisten zu können. Hierbei ergibt sich jedoch ebenfalls die zuvor erläuterte Problematik, dass SOFC-Systeme insbesondere für konstante Lasten und viele Betriebsstunden gut geeignet sind. Beide Kriterien wären für diesen Anwendungsfall unzutreffend (Bundesanstalt Technisches Hilfswerk, 2013). Off-grid Anwendungen mit höherem Grundlastbedarf an Strom und Wärme (KWK) können dagegen für beide Anwendungsfälle eine sinnvolle Möglichkeit zur Anwendung von SOFC-APUs darstellen. Sie sind jedoch überwiegend den stationären Anwendungen (s.u.) zuzuordnen.

### 2.1.3 Non-Road Mobile Machinery, NRMM

Diverse Arten sogenannter „Nicht straßengebundener mobilen Maschinen“ (engl. Non-Road Mobile Machinery, NRMM) bieten neben bahnspezifischen Anwendungen perspektivisch mögliche Anwendungsgebiete für Brennstoffzellen. Im Vergleich zu Straßenfahrzeugen deckt der Begriff NRMM eine sehr große Vielfalt von (Spezial-) Maschinen ab, die typischerweise abseits der Straße in vielfältiger Weise eingesetzt werden. Er umfasst neben Schienenfahrzeugen zum Beispiel auch Baumaschinen (Bagger, Lader, Bulldozer usw.), Landwirtschafts- und Landmaschinen (Erntemaschinen, Kultivatoren usw.) oder sogar Binnenschiffe. Schadstoffemissionen von herkömmlichen Verbrennungsmotoren (z.B. Diesel- oder Benzinmotoren), die in solchen mobilen Maschinen und Geräten eingebaut sind, tragen bislang erheblich zur Luftverschmutzung bei, indem sie Kohlenmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffe, Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Feinstaubpartikel emittieren. Erklärtes Ziel der EU ist es daher, die Schadstoffemissionen dieser Fahrzeuge schrittweise zu reduzieren und die Geräte bzw. Fahrzeuge mit den umweltschädlichsten Motoren aus dem Verkehr zu ziehen. Die Nicht-THG-Emissionen der verbauten Motoren werden daher bereits durch die EU "NRMM-Verordnung" geregelt, die in vollem Umfang seit dem 1. Januar 2017 gilt (Verordnung (EU) 2016/1628, 2016).<sup>1</sup>

Durch Reduktion sowohl der Nicht-THG- als auch der THG-Emissionen dieser Maschinen besitzt ein SOFC-Brennstoffzellen-System das Potential, die Vorgaben der NRMM-Verordnung zu übertreffen. Die Weiterentwicklung von APUs wird daher aktuell insbesondere durch vergleichbare nationale und internationale Regulierungen zur Verbesserung der Luftqualität vorangetrieben. Unter anderem in Europa, Asien und den USA/ Kalifornien stellen emissionsarme APUs eine Schlüsselmaßnahme in der Strategie gegen mobile Nicht-THG-Emissionsquellen dar. So soll z.B. in Kalifornien zur Erreichung gesundheitsbasierter Luftqualitätsnormen in den Jahren 2023 und 2031 die Festlegung von Emissionsstandards für Motoren mit niedrigen Stick-

<sup>1</sup> Artikel 61 der Verordnung gilt bereits seit dem 6. Oktober 2016.

oxidemissionen (NO<sub>x</sub>) zu einer 90-prozentigen Reduzierung der NO<sub>x</sub>-Emissionen im Vergleich zu den Emissionen heutiger Dieselmotoren führen. (Heavy-Duty Engine and Vehicle Omnibus Regulation, 2021) Entwicklungen in Schlüsselregionen wie diesen sind in der Regel weltweit wegweisend, insbesondere durch die Anforderungen, die dadurch an die Exportwirtschaft gestellt werden und durch die Vorbildfunktion, die oftmals zu einer schnellen Übertragung der entsprechenden Regulierungen auch in andere Länder oder Regionen führen.

Ein potentiell interessantes Beispiel aus dem Bereich der NRMM können etwa hybride Bagger darstellen, welche zwischen einem Diesel- oder Elektroantrieb wechseln können. In Bezug auf diesen Anwendungsfall entsprechen allerdings auch die Anforderungen an das System nicht denen der Brennstoffzelle als alleinige Energiequelle. Auch der hybride Bagger hat unter Umständen viele kurze Lastzyklen und erreicht gegebenenfalls nur vergleichsweise wenige Betriebsstunden, weshalb eine SOFC-Brennstoffzelle für diese Anwendung nur in Verbindung mit weiteren Komponenten (in Kombination mit ergänzendem Batteriespeicher) oder beim Einsatz von mehreren Maschinen sinnvoll sein könnte. (*Minibagger 300.9D VPS & HPU300*, o. J.)

## 2.2 Stationäre Anwendungsfälle

In Bezug auf stationäre Anwendungsfälle wäre beispielsweise der Einsatz in dezentralen Rechenzentren zur Bereitstellung einer Grundlast oder bei längerem Ausfall der hauptsächlichen Stromversorgung denkbar, um die notwendigen Funktionen aufrechtzuerhalten und ein klassisches Dieselaggregat überflüssig zu machen. Für diesen Einsatzbereich, der Bereitstellung einer Grundlast abseits einer dauerhaft zuverlässigen Strominfrastruktur, ist ein SOFC-System gut geeignet. Als (Mikro-) BHKW mit modulierbarem Verhältnis von Strom- zur Wärmebereitstellung kann es Gebäude an abgelegenen Orten versorgen, die über keinen Anschluss an das Strom- oder Wärmenetz verfügen. Je nach energetischem Gebäudezustand ist die verfügbare thermische Leistung des SOFC-Systems allein ausreichend, um den Raumwärmebedarf zu decken. Denkbar wäre die Installation beispielsweise in abgelegenen (sanier-ten) Hotelanlagen oder Almhütten sowie für Forschungsstationen. Neben der Reduktion der THG- und Nicht-THG-Emissionen kann ein SOFC-System in diesen Fällen auch den Vorteil der gegenüber einem Dieselaggregat deutlich geringeren Lärmemissionen voll ausspielen.

Als weiteres Anwendungsfeld für SOFC-Systeme sind potentiell auch Off-Grid (Mobil)Funk-Sendeanlagen bzw. Repeater-Stationen geeignet. Ähnlich dem zuvor genannten Einsatzbereich steht hier die Bereitstellung einer Grundlast abseits vorhandener Infrastrukturen im Fokus. Um mit den gegebenen Rahmenbedingungen einen möglichst effizienten Betrieb zu gewährleisten, ist hierbei stets ein optimiertes Verhältnis von Strom- zu Wärmebereitstellung anzustreben. Ähnlich dem Anwendungsbeispiel der Mobilfunkstationen könnte der Einsatz von SOFC-Systemen sowohl als grundlegende Energieversorgungseinheit für Off-Grid-Leuchttürme in Betracht gezogen werden als auch als redundante Strom/Wärmeversorgungseinheit für die Leuchttürme, die an das Stromnetz angeschlossen sind (Hoppecke, 2021). Gleiches gilt für ähnliche Leuchttürme, Signalleuchten und Hindernislichter, die ein hohes Maß an Ausfallsicherheit und Energieautonomie erfordern. (ELMAG, 2023)

## 2.3 Marktpotential synthetischer Kraftstoffe in Deutschland

Die Datenverfügbarkeit zur Abschätzung des zukünftigen Dieselbedarfs in Deutschland und dem damit verbundenen Marktpotential synthetischer Kraftstoffe ist stark begrenzt. Eine mögliche Herangehensweise, den potentiellen Gesamtbedarf an synthetischen Kraftstoffen in Deutschland und insbesondere von E-Diesel zu erfassen, ist dessen Ableitung aus aktuellen Energieszenarien. In einer Studie unter der Leitung des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) wurden drei verschiedene Langfristszenarien untersucht und miteinander verglichen, welche schwerpunktmäßig auf je einen Energieträger im Verkehrssektor setzen (Krail et al., 2021b). Der Dieselbedarf reicht in diesen Szenarien für das Jahr 2030 von 373,5 TWh (Szenario Strom) bis zu 412,5 TWh (Szenario PtG / PtL) und für das Jahr 2050 von 60,6 TWh (Szenario Wasserstoff) bis zu 151,3 TWh (Szenario PtG / PtL). Zum Vergleich: bilanziert wurde in den Jahren 2019 und 2020 ein Dieserverbrauch im Verkehrssektor von 392,5 TWh bzw. 350,1 TWh, wobei der Rückgang im Jahr 2020 hauptsächlich durch den geringeren Straßenverkehr in Folge der Maßnahmen zu Bekämpfung der COVID-19 Pandemie zu erklären ist (AG Energiebilanzen e.V., 2021, 2022). Abbildung 6 stellt die Entwicklung des Dieserverbrauchs und die Verteilung auf die verschiedenen Verkehrszweige in diesen drei Szenarien dar. Die prognostizierten Verbräuche resultieren Szenarien-übergreifend größtenteils aus dem PKW- und dem LKW-Verkehr sowie der Hochseeschifffahrt.

Mit Bezug auf den ersten Anwendungsfall im ESyRE-Projekt ist der Fokus auf den Schienenverkehr relevant, auf den im Jahr 2030 je nach Szenario zwischen 3 TWh und 5,9 TWh entfallen. Im Jahr 2050 sieht lediglich das Szenario PtG / PtL entsprechend der getroffenen Annahmen überhaupt noch einen Dieselbedarf für Schienenfahrzeuge, welcher bei 5,9 TWh liegt. Der bilanzierte Dieselbedarf lag in den Jahren 2019 und 2020 im Bahnbereich bei etwa 3 TWh, mit einem leicht geringeren Wert in 2020 gegenüber dem Vorjahr (AG Energiebilanzen e.V., 2021, 2022). An dieser Stelle sei der Hinweis gegeben, dass diese Werte niedriger ausfallen als nach eigenen Angaben der Deutschen Bahn AG (samt Tochtergesellschaften), welche nicht die einzige, jedoch die dominierende Eigentümerin im deutschen Schienenverkehr ist (Deutsche Bahn AG, 2022a; Wille et al., 2020). Unklar ist, inwiefern in den Angaben der DB AG der Busverkehr mitberücksichtigt ist. Für die Berechnungen in den Anwendungsfällen wird daher auf die Werte der AG Energiebilanzen für 2020 zurückgegriffen (AG Energiebilanzen e.V., 2022).



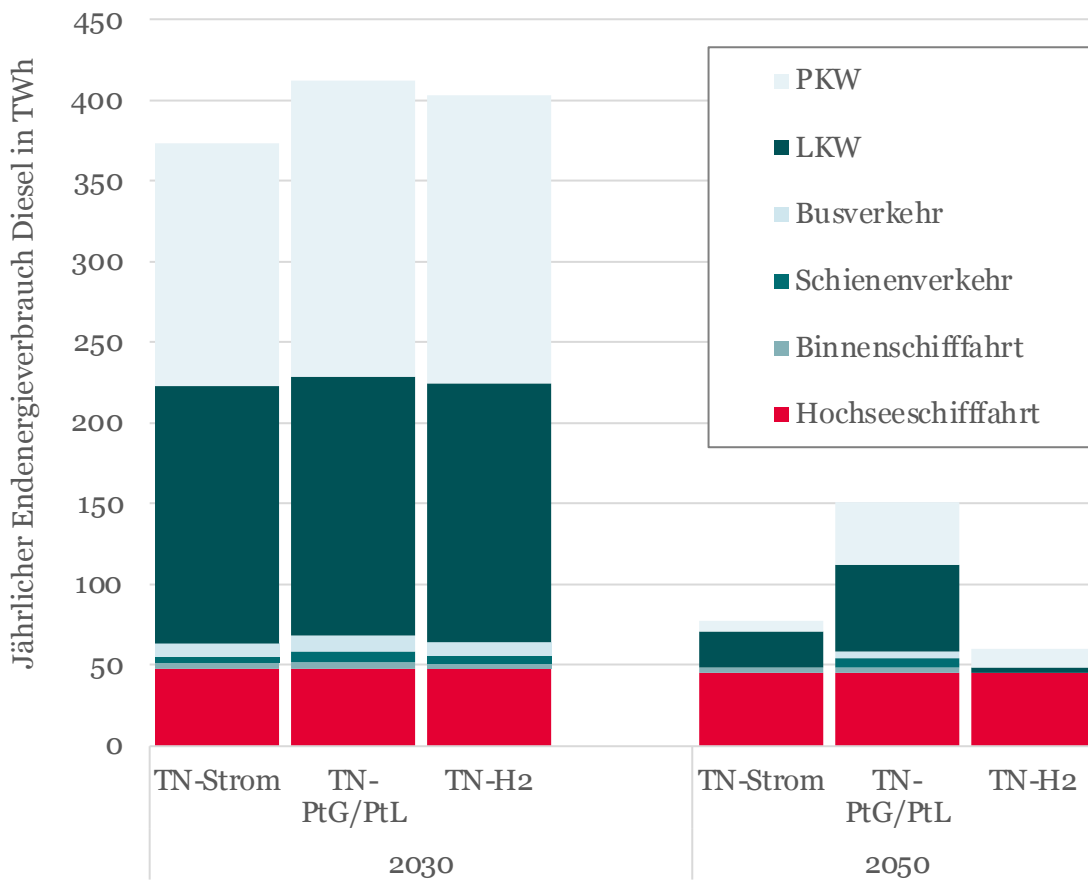


Abbildung 6: Erwartete Entwicklung des Dieserverbrauchs in den verschiedenen Langfristszenarien, eigene Darstellung nach (Krail et al., 2021a)

Die direkte Nachfrage nach synthetischen Energieträgern wurde auch in weiteren Langfristszenarien für die Sektoren Industrie (ohne Energiewirtschaft), Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft und die Jahre 2030 sowie 2045 skizziert. Während im Jahr 2030 nur (Burchardt et al., 2021) einen überhaupt nennenswerten PtL-Bedarf von in Summe 57 TWh jährlich abschätzen, reichen die Prognosen für 2045 von 158 TWh in (Prognos et al., 2021) bis 305 TWh pro Jahr in (Burchardt et al., 2021), dem Doppelten des für 2050 prognostizierten Bedarfs im auf synthetische Energieträger fokussierenden Szenario aus Abbildung 6. Der Schwerpunkt unterscheidet sich in den verschiedenen Studien zwischen Industrie und Verkehr, jedoch besteht ein übergreifender Konsens darüber, dass die große Nachfrage nach synthetischen Energieträgern fast vollständig aus Importen zu decken sein wird. Eine weitere Ausdifferenzierung der Sektoren ist in (Burchardt et al., 2021) zu finden.

Nach dieser Betrachtung auf Makroebene soll im Folgenden die Nachfrage in den einzelnen Anwendungsfällen untersucht werden.

### 2.3.1 Anwendungsfall Schienenverkehr

Im Jahr 2010 verkehrten im deutschen Schienennetz und im Betrieb der Deutschen Bahn AG 212 Diesellokomotiven im Personennahverkehr und 1.605 im Güterverkehr. Im Personenverkehr wurden zudem 2.000 Diesel-Triebzüge gezählt (Walther et al., 2021). Jüngere Zahlen der Deutschen Bahn AG sprechen von 104 Dieselloks im Regionalverkehr, 30 im Fernverkehr und 1.351 im Güterverkehr. Hinzu kommen

1.175 Dieseltriebzüge sowie 2.435 Dieseltriebwagen im Regionalverkehr. (Deutsche Bahn AG, 2022a) Die absoluten Bestandszahlen sind in Abbildung 7 zusammengefasst dargestellt. Aufgrund des geringeren Eigengewichts und somit sparsameren Verbrauchs werden im Personenverkehr nach Möglichkeit Lokomotiven gegen Triebwagen getauscht. Während eine Lokomotive durchschnittlich 3 l Diesel pro km verbraucht, liegt dieser Wert für einen Triebwagen zwischen 0,7 und 0,9 l pro km. (Fassbinder, 2019)

Im Güterverkehr setzt DB Cargo zunehmend auch auf hybride Antriebe und hat den Austausch von 900 Dieselloks älterer Baureihen angekündigt (Deutsche Bahn AG, 2022b). Ab 2023 ist der Einsatz von etwa 200 Zweikraftloks geplant, im Jahr darauf sollen insgesamt 150 Hybrid-Rangierloks hinzukommen, wovon 50 als Plug-in-Hybrid ausgeführt sind und durch einen modularen Aufbau des Antriebssystems einen Austausch des Dieselmotors zulassen. Dadurch sollen bei technischen Neuerungen Lock-in-Effekte vermieden werden. Die übrigen 100 Loks sind Speicher-Hybrid-Loks und bieten neben einem dieselektrischen Betrieb die Möglichkeit eines Batterieantriebs. Bis 2025 wird der Betrieb der letzten 2 % nicht-elektrifizierten Fernverkehrsstrecke mit Biodiesel aus Rest- und Abfallstoffen anvisiert. Mithilfe dieser und weiterer Maßnahmen strebt die Deutsche Bahn eine vollständige Klimaneutralität bis 2040 an. Eine vollständige Elektrifizierung des deutschen Schienennetzes ist aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit voraussichtlich nicht zu erwarten.

Im Personennahverkehr machten im Jahr 2017 Dieselfahrten etwa ein Drittel der gefahrenen Zugkilometer aus, jedoch nur gut ein Zehntel der Personenkilometer. Diese Kennzahlen verdeutlichen, dass Dieseltriebfahrzeuge vorwiegend auf Nebenstrecken mit niedriger Auslastung und Taktung zum Einsatz kommen, für die der Ausbau der Oberleitung aus Kostengründen nicht zu rechtfertigen wäre. In knapp der Hälfte der Fälle beträgt die Länge der oberleitungsfreien Strecken weniger als 40 km, in gut drei Viertel der Fälle weniger als 80 km. Vielfach finden Dieselfahrten aufgrund stellenweiser Unterbrechungen des elektrifizierten Streckenausbaus auch unterhalb vorhandener Oberleitungen statt. Für diesen Fall stellen Batterietriebzüge eine Alternative dar. Zwei der drei aktuell existierenden Prototypen für reinen Batteriebetrieb besitzen eine Reichweite von 80 km, der dritte erreicht zwischen 40 km und 60 km. (Klebsch et al., 2019) Auf zwei ausgewählten Strecken zwischen Stuttgart und Horb am Neckar in Baden-Württemberg sowie zwischen Pleinfeld und Gunzenhausen in Bayern wurde der Einsatz solcher reinen Batteriezüge im Regionalverkehr in einem Forschungsprojekt der Technischen Universität Berlin untersucht (Milius et al., 2023). Mit Blick auf diese und weitere Entwicklungen ist zu erwarten, dass auch bei lediglich teilweiser Elektrifizierung des deutschen Schienennetzes zumindest im Personen(nah)verkehr die rein dieselbetriebenen Triebfahrzeuge zunehmend elektrischen und hybriden Antriebslösungen weichen werden. Auch im Güterverkehr erscheint die Anschaffung neuer, reiner Diesel-Triebfahrzeuge in Deutschland bereits zum heutigen Zeitpunkt nicht mehr wirtschaftlich. Gleichzeitig gibt es bislang noch keine neue Technologie, die als gleichermaßen universell einsetzbarer und zuverlässiger Ersatz für Dieselfahrzeuge herangezogen werden kann, sodass aktuell die Gefahr immenser Fehlinvestitionen gegeben ist. (Klebsch et al., 2019) Daher ist zu erwarten, dass Diesel-betriebene Fahrzeuge im Bestand noch bis zu Verfügbarkeit

zuverlässiger Alternativen weiterbetrieben werden. Auch international ist bei ähnlichen Streckenbedingungen langfristig eine vergleichbare Entwicklung zu erwarten.

Verschiedene Beschaffungsstrategien, die zu verschiedenen Flottenszenarien bis 2030 führen, werden in (Wille et al., 2020) untersucht und bieten die Möglichkeit zur Abschätzung des zukünftigen Dieselbedarfs im Schienenverkehr nach einem Bottom-Up-Ansatz. Aus den zuvor vorgestellten drei Langfristszenarien wird als Mittelweg und auf Grundlage der besten Datenverfügbarkeit das Szenario TrendPlus gewählt, um über die Anzahl der unterschiedlichen Triebfahrzeuge mit ihren jeweiligen Dieselverbräuchen den Gesamtverbrauch grob zu prognostizieren. Die Prognose für das Jahr 2050 fußt auf der eigenen Annahme, dass der gesamte in 2030 verbliebene Bestand von 2019 bis 2050 gegen Neufahrzeuge ausgetauscht ist. Hierbei werden zwei Fälle betrachtet: In Fall (A) werden die in 2030 verbliebenen Bestandsfahrzeuge im Schienengüterverkehr (SGV) zu 50 % durch Fahrzeuge mit hybriden Antrieben und zu je 25 % mit rein elektrischen und wasserstoffbetriebenen Antrieben ersetzt; im Schienenpersonenverkehr (SPV) sind die Neufahrzeuge zu je 50 % Batterie-elektrisch und wasserstoffbetrieben. In Fall (B) kommt beim Ersatz kein Diesel mehr zum Einsatz, sondern in beiden Sparten werden je hälftig rein elektrisch und wasserstoffbetriebe Neufahrzeuge angeschafft. Die im Jahr 2030 neu angeschafften Dieselfahrzeuge zählen 2050 als Bestand. Für die Gesamtzahl der Triebfahrzeuge in der Sparte SPV wird ein deutlicher Rückgang prognostiziert.

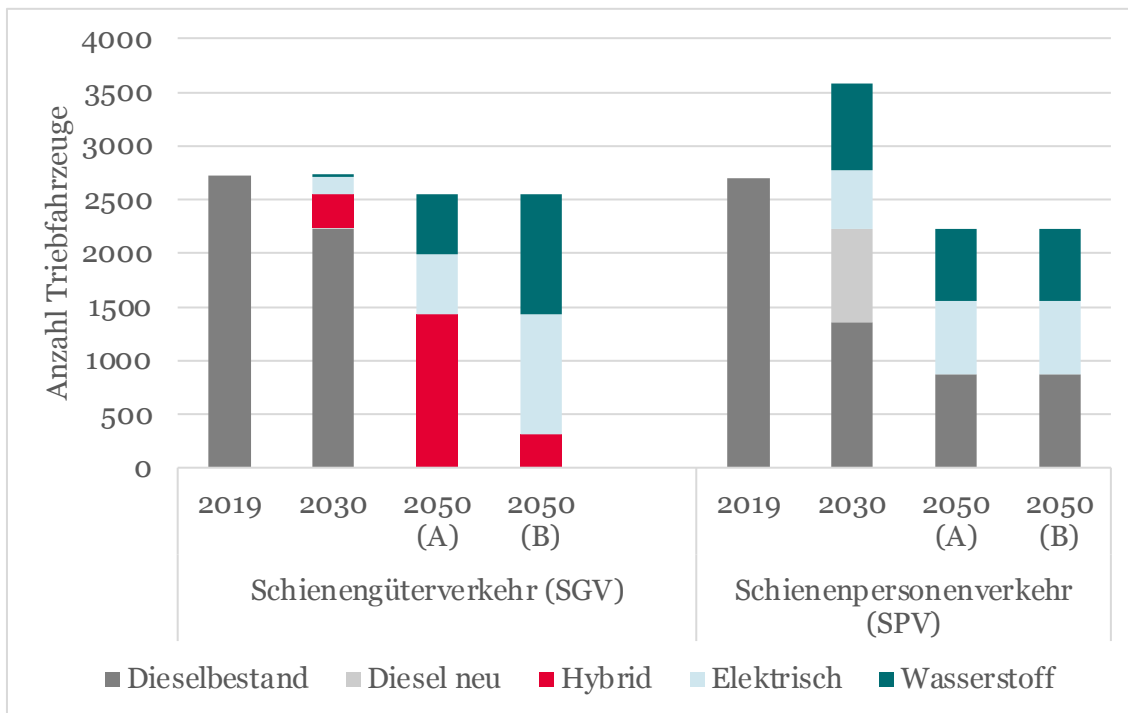


Abbildung 7: Mengengerüst der Triebfahrzeuge nach Antriebsart, Prognosen für 2030 gemäß Flottenszenario TrendPlus aus (Wille et al., 2020), für 2050 zusätzlich gemäß eigenen Annahmen

In der Sparte SGV kann für Fall (A) somit ein Wechsel von Dieselfahrzeugen vorwiegend auf hybride Antriebe beobachtet werden, wohingegen in Fall (B) der Bestand überwiegend ohne Diesel fährt, nämlich zu gleichen Anteilen mit Strom oder Wasserstoff. Im SPV hingegen ist auch im Jahr 2050 noch mehr als jedes dritte ein reines

Dieseltreibfahrzeug. Das Mengengerüst der Triebfahrzeuge mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 ist in Abbildung 7 dargestellt.

Ausgehend von den in Abbildung 7 dargestellten Flottenzusammensetzungen samt getroffenen Annahmen, den in Tabelle 11 (vgl. Anhang) zusammengestellten Dieselverbräuchen neuer (hybrider) Einzelfahrzeuge und den in Tabelle 12 (vgl. Anhang) benannten rechnerischen Verbräuchen der Einzelfahrzeuge, ergeben sich die in der folgenden Tabelle 2 dargestellten Gesamt-Dieserverbräuche des Schienenverkehrs.

**Tabelle 2: Eigene Berechnung des Dieselverbrauchs der Gesamtflotte in TWh nach Jahr und Szenario**

<b>Sparte</b>	<b>Bereich</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2050 (A)</b>	<b>2050 (B)</b>
SGV	Schweres Rangieren	0.20	0.19	0.05	0.00
	Streckenfahren	0.44	0.38	0.42	0.19
	Nahverkehrsbedienung	0.10	0.07	0.02	0.00
Gesamt SGV		0.75	0.64	0.49	0.20
SPV	DMU RB	2.09	1.69	0.62	0.62
	DMU RE	0.16	0.00	0.00	0.00
Gesamt SPV		2.25	1.69	0.62	0.62
<b>Gesamt Schiene</b>		<b>2.99</b>	<b>2.33</b>	<b>1.11</b>	<b>0.81</b>

Der auf diese Weise prognostizierte Dieselbedarf für den Schienenverkehr 2030 unterschreitet diejenigen der in Abbildung 6 dargestellten Szenarien aus (Krail et al., 2021a) und liegt gleichzeitig oberhalb des in (dena, 2021) skizzierten Verbrauchs von 1,6 TWh. Für das Jahr 2050 prognostizieren (Krail et al., 2021a) im Szenario PtG/PtL einen fünf- bis siebenfach so hohen Dieserverbrauch auf der Schiene, wohingegen die anderen beiden Szenarien von einem vollständig dieselfreien Zugverkehr ausgehen. Der Fall 2050 (B) deckt sich hingegen mit der Prognose nach (dena, 2021). Basierend auf diesen Vergleichen kann somit ein grundsätzlich plausibler Werte-Korridor für die zu erwartenden Dieserverbräuche abgeleitet werden.

### 2.3.2 Anwendungsfall Kühlcontainer

Derzeit sind weltweit circa 3,2 Mio. 20-Fuß-ISO-Container, sogenannte „Twenty-foot Equivalent Units“ (TEU), als Kühlcontainer im Einsatz (*Reefer Container Market Size, Trend, Revenue & Forecast 2030*, 2021). Die Anzahl von Kühlcontainern hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Gründe für diesen Trend sind unter anderem eine zunehmende Anzahl an internationalen Handelsrouten, eine steigende Nachfrage an pharmazeutischen Medikamenten, die gekühlt transportiert werden müssen, und eine Ausweitung des Online-Handels (*Global Reefer Container Market Analysis Report 2020-2030*, 2021).

Im Jahr 1978 betrug die Anzahl der Kühlcontainer circa 106 Tsd. TEU. Im Jahr 2002 war der Bestand an Kühlcontainern mit 1.087 Tsd. TEU circa zehnmal so groß. Sowohl in den Jahren 1978 als auch 2002 sind Teile des Bestandes sogenannten „Porthole“ Kühlcontainer, welche kein eigenes Kälteaggregat besitzen, sondern über eine schiffseigene zentrale Kälteanlage mit einem Kaltluftsystem gekühlt werden. Der Anteil der Porthole Kühlcontainer nahm jedoch stark ab. Im Jahr 1978 machte diese Art von Containern noch circa 50 % des Kühlcontainerbestandes aus, im Jahr 2002 nur noch 3 %. Heute werden sie nicht mehr verwendet. Zugenommen hat hingegen der

Bestand der Integralkühlcontainer, die über ein eigenes Kälteaggregat versorgt werden (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), o. J.). Als Prognose für den Bestand dieser Kühlcontainer wird zwischen 2020 und 2030 eine jährliche Wachstumsrate von 8 % und für 2030 eine Anzahl von 7,1 Mio. TEU angenommen (*Reefer Container Market Size, Trend, Revenue & Forecast 2030*, 2021). In Abbildung 8 ist die bisherige und erwartete Entwicklung des weltweiten Bestandes von Kühlcontainern abgebildet.

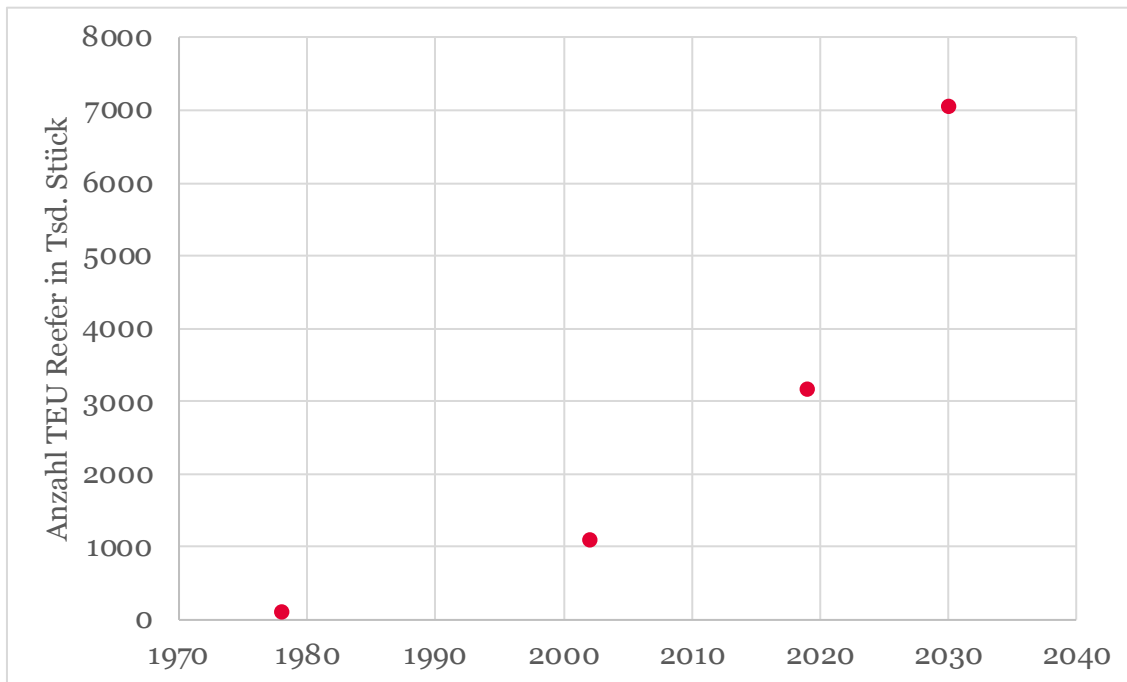
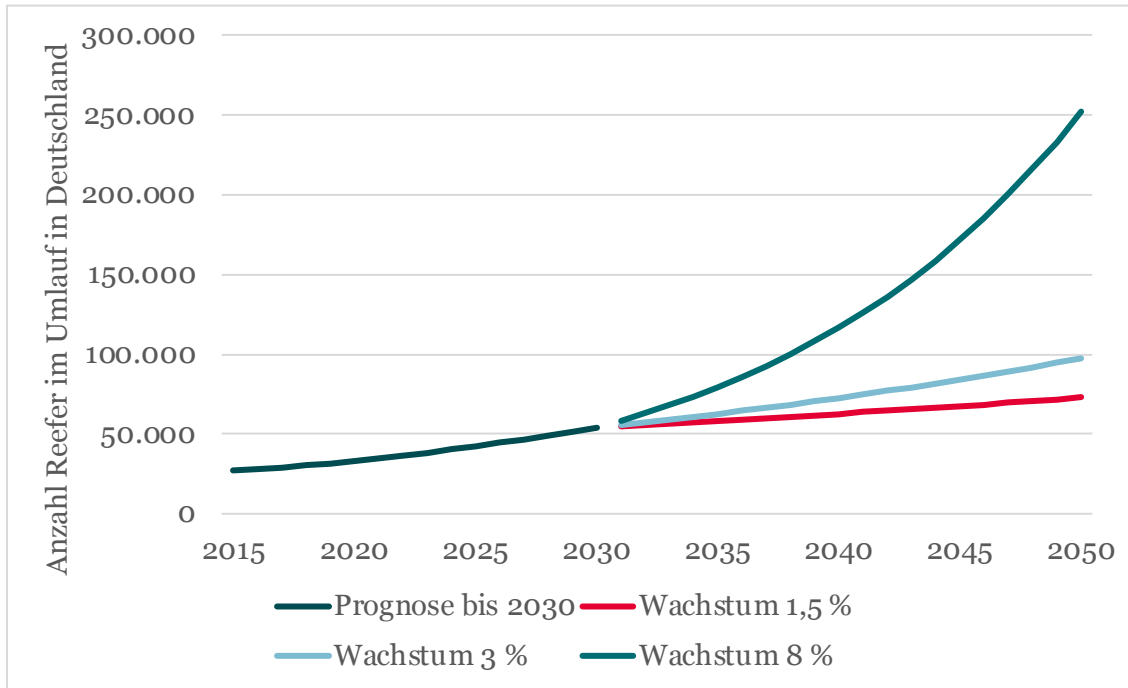


Abbildung 8: Bisherige und erwartete Entwicklung des weltweiten Bestandes von Kühlcontainern

Bezogen auf die Größe von Kühlcontainern wird erwartet, dass der Bestand an größeren 40-Fuß-Containern (Forty-foot Equivalent Units, FEU) stärker wachsen wird als der Bestand an 20-Fuß-Containern. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Kosten für beide Containergrößen ähnlich sind (circa 7.500 – 8.500 US-Dollar), aber FEU im Vergleich zu TEU eine doppelt so hohe Lagerraumkapazität bieten. (*Reefer Container Market Size, Trend, Revenue & Forecast 2030*, 2021)

Öffentlich verfügbare und genaue Daten zum deutschen Kühlcontainer-Bestand existieren nicht. Daher wird, basierend auf der Abschätzung des europaweiten (EU-28) Bestandes an Kühlcontainern aus (Lundsgaard et al., 2020) sowie der dort prognostizierten Entwicklung bis 2030, der deutsche Bestand anteilig berechnet. Hierbei wird angenommen, dass dieser sich proportional zum deutschen Anteil am straßengebundenen Frachttransport verhält, welcher 15,5 % im Jahr 2021 betrug (Eurostat, 2022). Weiterhin sind von den Kühlcontainern jeweils ca. 30 % im Umlauf (VDMA e. V. Allgemeine Lufttechnik & Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH, 2019). Die Entwicklung des Bestands über 2030 hinaus ist äußerst ungewiss und die in (Lundsgaard et al., 2020) genannten Prognosen reichen von 1,5 % Wachstum bis zu einem fortgesetzten 8 %-igen Zuwachs. Hieraus ergeben sich die in Abbildung 9 dargestellten Bestandsprognosen für in Umlauf befindliche Kühlcontainer in Deutschland.



**Abbildung 9: Entwicklung der in Umlauf befindlichen Kühlcontainer in Deutschland nach (Lundsgaard et al., 2020)**

Zur Berechnung des resultierenden Energiebedarfs werden die in (VDMA e. V. Allgemeine Lufttechnik & Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH, 2019) angegebenen 4.200 Betriebsstunden pro Jahr sowie die in (Lundsgaard et al., 2020) angesetzten 2,7 kW durchschnittlicher Stromverbrauch pro Kühlcontainer kombiniert. Nach der in (Lundsgaard et al., 2020) angesetzten durchschnittlichen Lebensdauer von 13 Jahren werden die Kühlcontainer ausgetauscht, wobei nach eigener Annahme eine Effizienzsteigerung von jeweils 25 % unterstellt wird. Ferner wird angenommen, dass ab 2025 jeder vierte der neuen Kühlcontainer mit einer APU ausgestattet ist und ab 2038 sogar 75 %. Die aus den vorgenannten Annahmen resultierende Altersstruktur des deutschen in Umlauf befindlichen Kühlcontainer-Bestandes ab 2025 ist für den Fall einer Wachstumsrate von 1,5 % in Abbildung 10 dargestellt. In dem moderaten Szenario beträgt die Zunahme des Bestands im Zeitraum von 2025 bis 2050 bereits über 60 %.

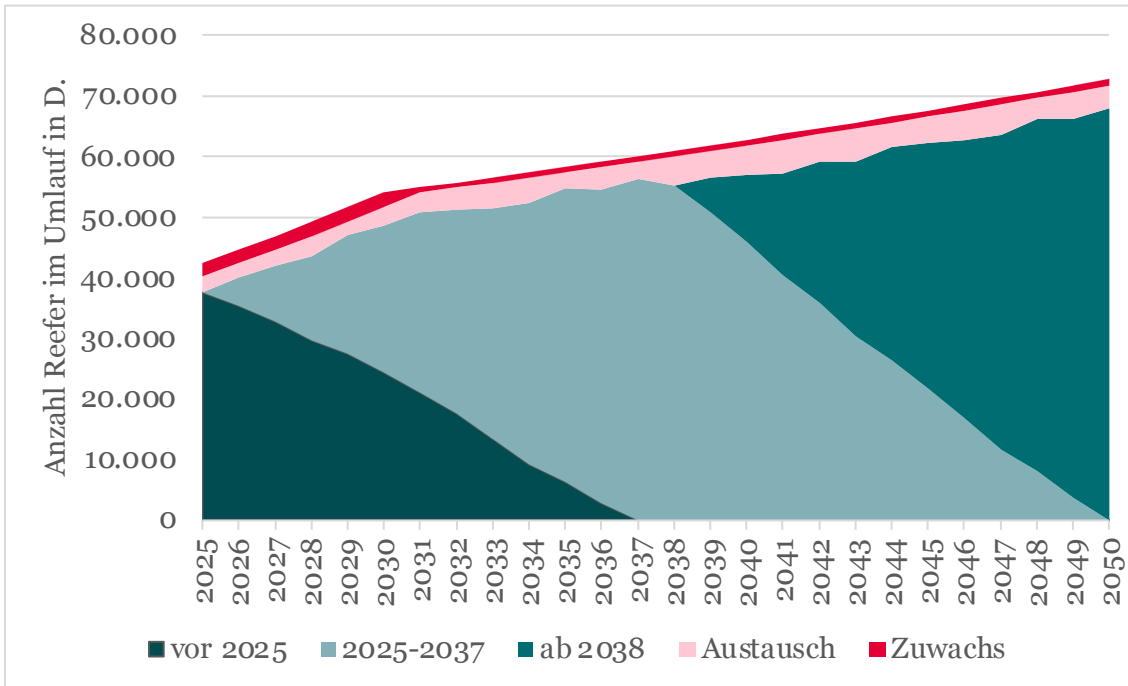


Abbildung 10: Altersstruktur des deutschen in Umlauf befindlichen Kühlcontainer-Bestandes ab 2025 bei einer Wachstumsrate von 1,5 %

### 3 Techno-ökonomische Analyse

Die in den folgenden Abschnitten vorgestellte techno-ökonomische Analyse zweier Anwendungsfälle (APU für Dieseltriebzüge und APU für Reefer) betrachtet im Wesentlichen die Frage, wie aus Sicht eines individuellen Investors die Anschaffung einer SOFC-APU im Vergleich zu alternativen technologischen Lösungen zu bewerten ist. Andere Motive für die Wahl einer SOFC-APU, welche je nach Anwendungsfall äußerst wichtig sein können, wie beispielsweise Zuverlässigkeit, werden bei derartigen Investitionsrechnungen ausgeblendet. Auch wird bei der rein betriebswirtschaftlichen Betrachtung nicht berücksichtigt, dass die Vergleichstechnologie (vor allem Dieselgeneratoren) zukünftige Grenzwerte für Emissionen möglicherweise nicht mehr erreichen kann und somit als Alternativinvestition wegfällt. Die Analyse basiert somit auf Alternativtechnologien, die heute am Markt verfügbar sind und heutige Grenzwerte einhalten.

Zugleich stellt sich die große Herausforderung, dass eine industrielle Massenproduktion der im Projekt hergestellten Technologie bisher nicht stattfindet und hinsichtlich der damit verbundenen Kosten nur berechnete bzw. abgeschätzte Werte vorliegen. Im Fall einer SOFC-APU stellt nicht nur der SOFC-Stack eine bisher kaum in Massenproduktion hergestellte Technologie dar, sondern auch andere Komponenten der sogenannten Balance of Plant (BOP) werden bisher nicht in Masse produziert. Dazu zählt insbesondere der Diesel-Reformer (Battelle Memorial Institute, 2014). Dies bestätigt die im Projekt gemachten Erfahrungen, dass Qualität und Kosten des Reformers wesentliche Randbedingungen für den Erfolg der SOFC-APU Technologie sind. Für die techno-ökonomische Analyse der SOFC-APU bedeutet dies, dass die Unsicherheiten bezüglich der Annahmen zu der sich noch in Entwicklung befindlichen Technologie eine entsprechend breite Unsicherheit bezüglich der Ergebnisse bedingen. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

#### 3.1 Erster Anwendungsfall: Bahn

Das grundsätzliche Vorgehen bei der techno-ökonomischen Analyse basiert darauf, die Nutzung einer SOFC-APU mit der Investition in eine alternative Technologie (d.h. Diesel-Verbrennungsmotor mit Generator) bzw. der Nicht-Investition und der Nutzung von Idling des Hauptaggregats zur Stromgenerierung zu vergleichen.

##### 3.1.1 Annahmen zu Kosten der SOFC-APU

Für die techno-ökonomische Analyse sind zunächst Annahmen hinsichtlich der Kosten der SOFC-APU zu treffen. Bei diesen Kosten soll zwischen Investitionsausgaben, Installationskosten und Betriebs- und Instandhaltungskosten (O&M) unterschieden werden. Den größten Anteil der Investitionskosten machen nach vielen Studien dabei nicht der SOFC-Stack, sondern die sogenannte Balance of Plant (BoP) aus. Zur Balance of Plant zählen beispielsweise der Reformer, die Kraftstoffversorgung, das Stromsystem oder der Wärmetauscher, insbesondere bei Systemen, in denen auch die Wärme genutzt werden soll. Hinsichtlich der Balance of Plant kommt die Studie des Battelle Memorial Institute (2014), welche die Kosten einer dieselbetriebenen SOFC für elektrische Anwendungen betrachtet, zum Ergebnis, dass der Anteil der Balance of Plant bei einer Leistung von 5 kW<sub>el</sub> zwischen 63 % und 83 % der Kosten ausmacht. Scataglini et al. (2015) kommen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass der An-



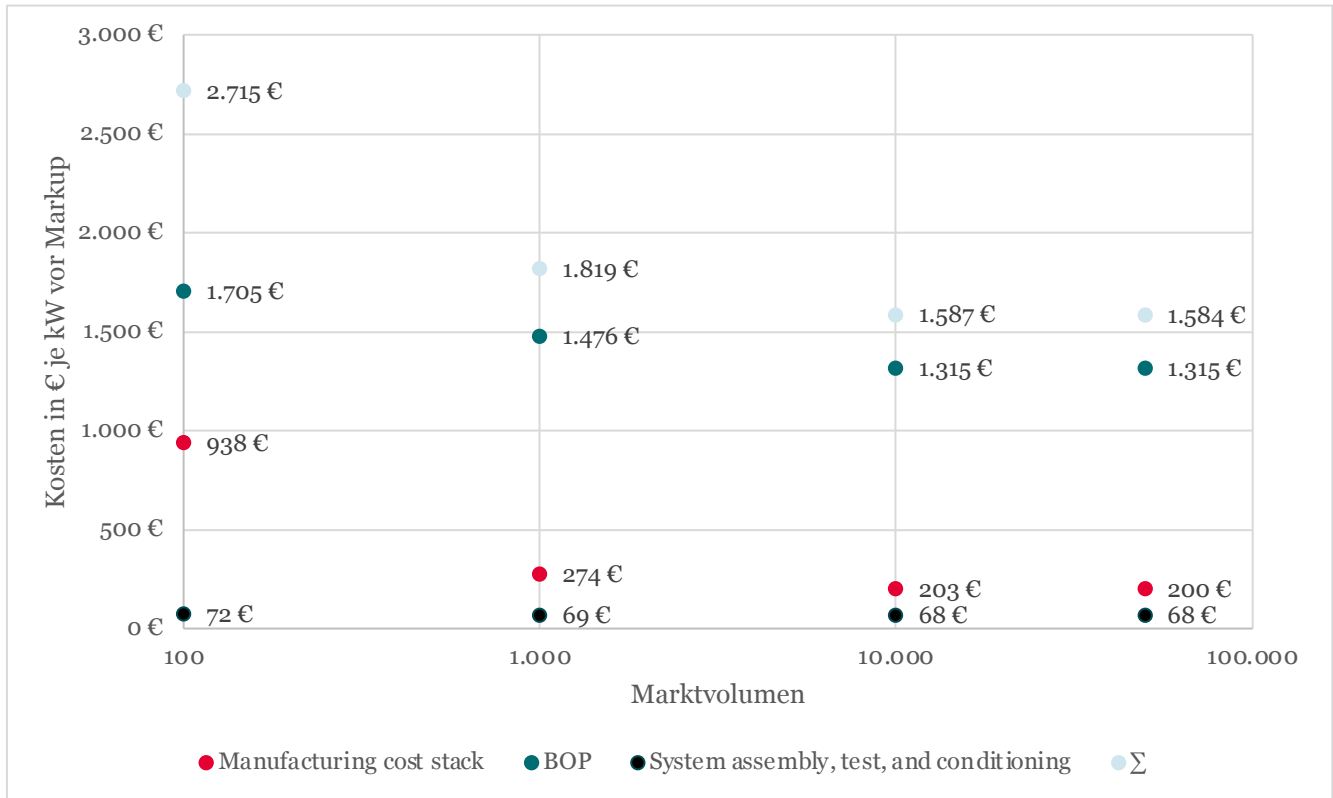
teil der Balance of Plant an den Systemkosten in allen Fällen größer als 60 % ist. Dabei stimmen die Studien auch darin überein, dass der Anteil der Balance of Plant bei steigender Produktionsmenge zunimmt, da die Kostenreduktionspotenziale beim Stack größer sind als bei der Balance of Plant. Eine Befragung von 27 Expert\*innen unter anderem hinsichtlich der größten Barrieren für eine Reduktion der Kosten von SOFC-Systemen ergab hingegen, dass rund 63 % der Befragten die Kosten des Stack als wichtigste Barriere für eine Kostenreduktion bewerten (Whiston et al., 2019). Die zur Balance of Plant zählenden Kraftstoffversorgungselemente (inkl. Reformer) sowie das Stromsystem wurden nur von 7 % bzw. 19 % als bedeutendste Barriere benannt (Whiston et al., 2019). Dabei ist zu beachten, dass bei der Befragung auf ein mit Erdgas betriebenes KWK-System mit einer elektrischen Leistung von 100 kW Bezug genommen werden sollte.

Da nur wenige Studien, die eine detaillierte Kostenschätzung für mit Dieselmotoren betriebenen SOFC-APU anstellen, identifiziert werden konnten, stützen sich die folgenden Analysen hinsichtlich der Kostenannahmen im Wesentlichen auf die Studie des Battelle Memorial Institute (2014). Dafür werden die Kostenberechnungen aus der Studie mit Hilfe des von der Europäischen Zentralbank veröffentlichten Jahresdurchschnitts für den Wechselkurs zwischen US-Dollar und Euro im Jahr 2014 in Euro umgerechnet. Auf eine Fortschreibung der Kosten zur Berücksichtigung von Kostensteigerungen zwischen 2014 und 2022 wird an dieser Stelle verzichtet. Eine Fortschreibung wäre beispielsweise auf Basis eines Preisindizes für gewerbliche Produkte möglich. Jedoch sind die Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten einer industriellen Fertigung einer SOFC-APU so groß, dass eine Fortschreibung zur einer Scheingenauigkeit beitragen würde.

In Abbildung 11 sind die Kosten einer SOFC-APU nach den Posten Stack, Balance of Plant, sowie finaler Zusammenbau und Test des Systems ausdifferenziert dargestellt. Diese sind dabei in Abhängigkeit vom jährlichen Marktvolumen, d.h. der Produktionsmenge abgetragen<sup>2</sup>. Es wird deutlich, dass die Kosten wie zu erwarten mit steigender Produktionsmenge durch Skaleneffekte sinken. Hierbei ist die deutlichste Absenkung bei einer Erhöhung der Produktionsmenge von 100 auf 1.000 Systeme zu beobachten. Bei einer Steigerung der Produktionsmenge von 10.000 auf 50.000 Systeme rechnet die Studie hingegen nur noch mit geringfügigen Kostensenkungen. Zugleich kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die größten Kostenminderungen bei einer Ausweitung der Produktionsmenge für die Herstellung des Stack zu erwarten sind (Battelle Memorial Institute, 2014).

---

<sup>2</sup> Man beachte, dass es sich um eine logarithmische Skala handelt.



**Abbildung 11: Ausdifferenzierung der Investitionskosten einer mit Dieselkraftstoff betriebenen SOFC-APU basierend auf (Battelle Memorial Institute, 2014)**

Für die weitere Analyse wird, analog zur Studie des Battelle Memorial Institute (2014), entsprechend des Vollkostenprinzips für den Marktpreis ein Markup Aufschlag von 50 % auf den Herstellungspreis angenommen. Damit ergeben sich für die angenommenen spezifischen Investitionskosten der SOFC-APU je kW<sub>el</sub> die in Tabelle 3 zusammengestellten Werte.

**Tabelle 3: Angenommene spezifische Investitionskosten SOFC-APU in Euro je kW<sub>el</sub> in Abhängigkeit vom Marktvolumen, Quelle: Eigene Annahme basierend (Battelle Memorial Institute 2014)**

Marktvolumen	100	1.000	10.000	50.000
Investitionskosten in Euro je kW <sub>el</sub>	4.403 €	2.949 €	2.573 €	2.568 €

Grundsätzlich ist anzumerken, dass aufgrund der bisher geringen Produktionsvolumina die Unsicherheiten bezüglich der spezifischen Investitionskosten von SOFC-Systemen groß sind (Silverman et al., 2020). Tendenziell liegen die hier dargestellten Werte im unteren Bereich der in der Literatur auch für mit Erdgas bzw. Wasserstoff betriebene SOFC diskutierten Werte (Silverman et al., 2020; Whiston et al., 2019, 2021).

Neben den Investitionskosten sind Installations- sowie Betriebs- und Wartungskosten (engl. „Operation and Maintenance“ bzw. O&M-Kosten) bei der techno-ökonomischen Analyse der SOFC-APU zu berücksichtigen. Das Battelle Memorial Institute (2014) unterstellt in seiner Lebenszyklus-Kostenschätzung Installationskosten von rund 226 Euro je kW<sub>el</sub>. Da die Installationskosten davon abhängig sein sollten, wie groß die Restriktionen beispielsweise hinsichtlich des verfügbaren Platzes sind, ist dabei natürlich zu beachten, welcher Anwendungsfall angenommen wird. Im

vorliegenden Fall wird eine SOFC-APU zur Stromversorgung eines Lastkraftwagens im Stand betrachtet. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die spezifischen Investitionskosten für eine SOFC-APU für einen Dieseltriebwagen in einer ähnlichen Größenordnung anzunehmen sind und es wird daher ebenfalls der oben genannte Wert von 226 Euro je  $\text{kW}_{\text{el}}$  genutzt. Auch hinsichtlich der O&M-Kosten wird auf die Studie des Battelle Memorial Institute (2014) zurückgegriffen. Demnach zeichnet sich die SOFC-APU durch geringere O&M-Kosten als die in der Studie genannten Alternativtechnologien einer APU auf Basis eines Verbrennungsmotors und den im Leerlauf betriebenen Hauptmotor aus. In den weiteren Berechnungen wird für O&M ein Wert von 0,04 Euro je Betriebsstunde unterstellt.

### 3.1.2 Annahmen zu Betriebsparametern der Bahn-APU

Weitere zentrale Parameter für eine technisch-ökonomische Betrachtung sind die benötigte elektrische Leistung, der Strombedarf über einen festgelegten Zeitraum (hier ein Jahr) sowie die Vollbenutzungsstunden. Die genannten Größen sind dabei wesentlich vom Anwendungsfall abhängig. Zunächst wird der Anwendungsfall einer APU für die Stromversorgung eines Dieseltriebwagens bzw. Dieseltriebzuges oder Diesellokomotive während des Parkens gewählt. Im Rahmen des Projektes konnten keine spezifischen Daten zu Strombedarf, Lastgang oder dem Jahresdurchschnitt der Zahl und Dauer von Parkvorgängen von einzelnen mit Diesel betriebenen Schienenfahrzeugen erhoben werden. Daher wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt, welche die getroffenen Annahmen fundieren sollte. Grundsätzlich entsteht der Strombedarf durch Systeme, die auch während des Parkens vollständig oder teilweise in Betrieb bleiben. Dazu können Steuerungssysteme, Beleuchtung sowie Heizung, Lüftung und Klimatisierung zählen. Bei der Wahl einer Annahme ist zudem zu berücksichtigen, dass insbesondere der Energiebedarf für die Beheizung bzw. Klimatisierung stark temperaturabhängig ist (Powell et al., 2014) und sich somit in der Praxis regional stark unterscheiden kann.

Powell et al. (2014) ermitteln für ein Stadtbahnfahrzeug, dass dieses 48 % des Beobachtungszeitraums geparkt ist und in dieser Zeit durchschnittlich 166 kWh verbraucht. Umgerechnet ergibt sich daraus eine durchschnittliche Leistungsaufnahme von rund 14,4 kW, wobei die Leistungsaufnahme sich im Bereich zwischen 8 kW (bei Temperaturen über 12° C) und 38 kW (bei Temperaturen unter 0° C) bewegt. Estermann (2019) ermittelt für einen Elektrotriebzug eine Abstelldauer zwischen 4.454 und 4.475 Stunden pro Jahr und damit rund 50 % der Stunden eines Jahres. Der mittlere Leistungsbezug des Elektrotriebzuges beträgt dabei zwischen 40 und 52 kW. Basierend auf Auskünften von Eisenbahnverkehrsunternehmen beziffert eine Modellierungsstudie den Bedarf an Leistung für nicht mit der Traktion in Zusammenhang stehende Anwendungen (z.B. Beleuchtung, Heizung, Klimatisierung) für moderne Dieseltriebzüge auf 20 kW (Harrison et al., 2021). Zwar verweist die Studie auch darauf, dass in der Literatur teilweise – in Abhängigkeit beispielsweise von der Temperatur – deutlich höhere Leistungsbedarfe genannt werden. Jedoch bezieht die Studie sich auf einen Zug mit einer Sitzplatzkapazität von 326 Plätzen sowie den Leistungsbedarf im Fahrbetrieb. Insofern kann für kleinere Züge und das Parken ein geringerer Leistungsbedarf angenommen werden. Wang (2014) beziffert den Leerlauf-Dieserverbrauch eines Regionalzuges mit drei Wagen auf 4 bis 5 Liter je Stunde.

Zugleich benennt der Autor tägliche Zeitintervalle, in denen die Dieselmotoren der Dieseltriebzüge im Leerlauf betrieben werden. Diese liegen zwischen 4,3 und 9,8 Stunden. Dittus et al. (2011) nehmen für einen Dieseltriebzug eine Leistungsaufnahme für nicht mit der Traktion in Zusammenhang stehende Anwendungen von 35 kW an. Aus der Quelle ist jedoch nicht ersichtlich, ob sich dieser Leistungsbedarf nur auf den Stillstand im Einsatz, insbesondere an Stationen, bezieht oder auch für Parkvorgänge gültig ist. Die Annahme, dass einzelne Verbraucher, die während des Einsatzes notwendig sind, beim Parken abgeschaltet werden können, scheint berechtigt. Die United States Environmental Protection Agency (2019) berichtet von einem Vorhaben, bei dem Rangierlokomotiven mit einer einen Dieselgenerator nutzenden APU ausgestattet wurden. Die Leistung dieser APU betrug dabei 10,2 kW. Zugleich ist in der Studie angegeben, dass vor Umsetzung des Vorhabens die Rangierlokomotiven im Schnitt 2.618 Stunden im Leerlauf betrieben wurden. In ihren Empfehlungen zur Reduktion der Emissionen von Luftschadstoffen in Rangierbahnhöfen benennt die Umweltschutzbehörde der Vereinigten Staaten die APU als mögliche Technologie und nennt typische Leistungsgrößen zwischen 14,9 kW und 37,3 kW (US EPA, 2017).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass sich aus bestehenden Studien eine große Varianz bezüglich des Leistungsbedarfs und der Leerlaufstunden ergibt. Dies ist vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen (z.B. Größe bzw. Sitzplatzzahl der Triebzüge, klimatische Bedingungen) nicht verwunderlich. Für die techno-ökonomische Analyse der SOFC-APU bedeutet dies, dass keine universell gültigen Anwendungsfälle umrissen werden können und eine gewisse Freiheit in der Wahl von Annahmen besteht. Daher wird in den weiteren Betrachtungen eine Leistung von  $5 \text{ kW}_{\text{el}}$  (entsprechend der Leistung des in AP 2 ausgelegten ESyRE APU-SOFC-Systems) und 2.628 Vollbenutzungsstunden (entspricht 30 % eines Normaljahres) angenommen.

### 3.1.3 Annahmen zu Kosten der Vergleichstechnologien zur Bahn-APU

Die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Investition in eine SOFC-APU aus betriebswirtschaftlicher Sicht soll durch den Vergleich mit dem Betrieb des Hauptmotors im Leerlauf, aber auch mit alternativen Investitionen in mit einem Dieselmotor angetriebene APUs erfolgen. Daher sind auch für diese Technologien geeignete Annahmen zu treffen. Für den Betrieb des Großmotors im Leerlauf zur Stromerzeugung nennt Wang (2014) einen Dieserverbrauch von 4 bis 5 Liter pro Stunde, jedoch ohne Angabe, welcher spezifische Strombedarf damit zu decken ist. Zahoransky et al. (2011) geben unter Bezugnahme auf Brodrick et al. (2002) für einen im Leerlauf betriebenen LKW-Dieselmotor bei Deckung eines Leistungsbedarfs von 5 kW einen Dieserverbrauch von 3,79 Liter je Stunde an. Das Battelle Memorial Institute (2014) basiert seine Kostenanalyse auf einem Dieserverbrauch des leerlaufenden Hauptmotors von 3,27 Liter je Stunde. Insofern befinden sich alle Werte in einer ähnlichen Größenordnung und in den weiteren Berechnungen wird angenommen, dass der Großmotor im Leerlauf zur Bereitstellung der elektrischen Leistung von 5 kW 3,79 Liter Diesel je Stunde verbraucht. Vereinfachend wird von den durch den Leerlauf verursachten zusätzlichen Operating & Maintenance-Kosten abstrahiert.

Mit Dieselmotoren angetriebene APUs stellen eine weitere Alternativtechnologie gegenüber dem Betrieb des Großmotors im Leerlauf und der SOFC-APU dar. Das

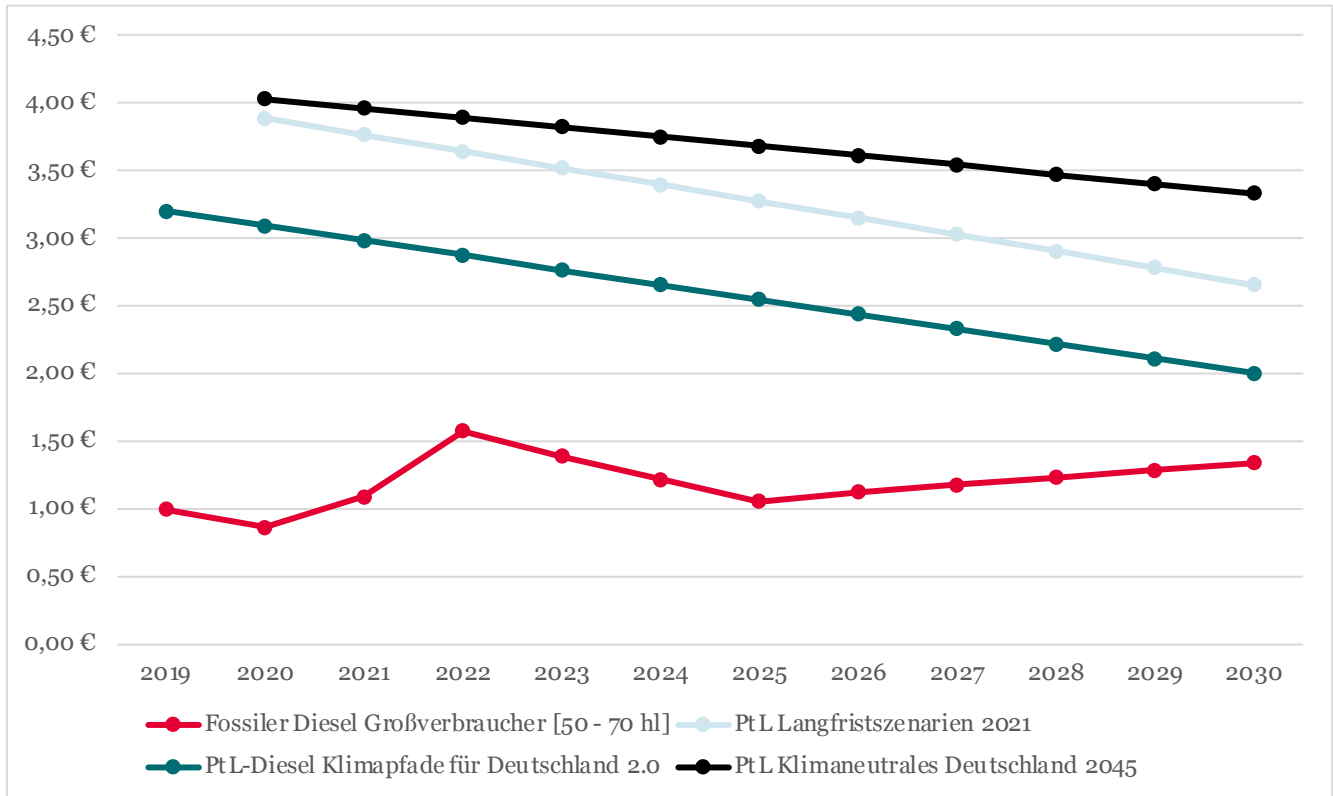
Battelle Memorial Institute (2014) betrachtet in seiner Studie einen Dieselmotor mit einer Motorleistung von 11,19 kW und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 25 %. Die spezifischen Investitionskosten dieser APU werden mit 1.129 Euro je kW<sub>el</sub> angegeben (Battelle Memorial Institute, 2014). Zahoransky et al., (2011) gehen hingegen mit 520 Euro je kW<sub>el</sub> von deutlich niedrigeren spezifischen Investitionskosten aus. Je Kilowattstunde Stromerzeugung verbraucht diese APU 0,27 Liter, woraus sich ein vergleichsweise hoher Wirkungsgrad von 37 % errechnet (Zahoransky et al., 2011). Verglichen mit anderen Quellen ist dies ein hoher Wert, da diese für Dieselmotoren mit einer elektrischen Leistung von 5 kW bei Betrieb mit der Nennleistung von einer Effizienz von rund 25 % ausgehen (Decker et al., 2016). Zahoransky et al. (2011) beschreiben eine APU, bei welcher der Generator auch bei variabler Drehzahl des Dieselmotors eine konstante Frequenz bereitstellen kann und der dadurch eine Effizienz bis zu knapp 57 % erreicht. Der Dieselmotorverbrauch der in der Studie der United States Environmental Protection Agency (2019) erprobten APU des Herstellers Hotstart wird mit zwischen 1,33 Liter und 2,88 Liter pro Stunde angegeben<sup>3</sup>. Leider erlauben die weiteren in der Quelle gemachten Angaben jedoch keine Ableitung des Wirkungsgrades der untersuchten APU. Vereinfachend wird daher in der techno-ökonomischen Analyse die SOFC-APU mit einer hypothetischen APU auf Basis eines Dieselmotors mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 25 % sowie dem Idling verglichen. Für die O&M-Kosten wird ein Wert von 0,05 Euro je Vollbenutzungsstunde unterstellt.

Neben den Kraftstoffverbräuchen sind in der ökonomischen Bewertung der Technologie auch die Kraftstoffkosten von großer Relevanz. In der techno-ökonomischen Analyse einer APU für den Anwendungsfall Dieselmotorwagen bzw. -zug wird – analog zur Studie von Walther et al. (2021) – der Dieselpreis für Großverbraucher unterstellt, wie durch das Statistische Bundesamt (2023) erhoben und veröffentlicht. Die Preisentwicklung bis zum Jahr 2030 wird anhand der im Projektionsbericht 2021 für Deutschland (Öko-Institut et al., 2022) angenommenen Preisentwicklung von Rohöl abgeleitet. Dabei werden die sich aus §10 Abs. 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) ergebenden Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate berücksichtigt. Für die Jahre ab 2026, in denen die Zertifikate versteigert werden, erfolgt die weitere Berechnung mit den im Projektionsbericht 2021 für Deutschland (Öko-Institut et al., 2022) unterstellten Preisen. Wie Abbildung 12 verdeutlicht, besteht in den genannten Studien die Annahme, dass der Anstieg der Zertifikatspreise von 25 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> in 2021 auf immerhin 125 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 durch einen deutlichen Rückgang der Rohölpreise kompensiert wird.

Aus ökonomischer Sicht ist ein wesentliches Argument für die Nutzung einer SOFC-APU deren im Vergleich zu den Alternativtechnologien hoher elektrischer Wirkungsgrad. Grundsätzlich gilt dabei, dass die effizientere Technologie bei steigenden Energieträgerpreisen vorteilhafter ist, sofern die Investitionskosten gleichbleiben. Aus diesem Grund und da davon auszugehen ist, dass in den 2020er Jahren PtL-Diesel noch nicht in großen Mengen am Markt verfügbar sein wird, werden die folgenden ökonomischen Berechnungen zunächst unter der Annahme einer Nutzung fossilen Diesels durchgeführt. Um vereinzelt auch die Auswirkungen einer durch exogene

<sup>3</sup> In der Quelle aus den USA wird als Einheit gph angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Einheit Gallone pro Stunde gemeint ist.

Faktoren vorgeschriebenen Nutzung von PtL-Diesel berücksichtigen zu können, sind in Abbildung 12 zusätzlich drei sich aus Szenario-Studien ergebende Preispfade für PtL-Diesel abgebildet. Hierbei handelt es sich um die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Krail et al., 2021a), die Klimapfade für Deutschland 2.0 (Burchardt et al., 2021) sowie Klimaneutrales Deutschland 2045 (Prognos et al., 2021).



**Abbildung 12: Annahmen der Preisentwicklung für Dieselkraftstoff bei Bezug durch Eisenbahnverkehrsunternehmen, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Annahmen sowie (Burchardt et al., 2021; Krail et al., 2021; Öko-Institut et al., 2021; Prognos et al., 2021)**

### 3.1.4 Zusammenfassung der getroffenen Annahmen für die Bahn-APU

Zusammengefasst ergeben sich damit die in Tabelle 4 und Tabelle 5 zusammengestellten Werte als wesentliche Annahmen, welche in die Berechnung der Kapitalwerte eingehen. Hinsichtlich der Kosten der SOFC-APU wird nach angenommenen Marktvolumina differenziert, wobei die Kosten mit steigendem Marktvolumen sinken. Auf der anderen Seite wird auch der elektrische Wirkungsgrad der SOFC-APU differenziert.

**Tabelle 4: Annahmen Mehrkosten (Investition) SOFC-APU gegenüber Idling und Generator-APU**

Idling	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU
Marktvolumen	100	1.000	10.000	50.000
Mehrkosten Investition	23.144,00 €	15.874,09 €	13.994,09 €	13.969,09 €
Mehrkosten Wartung (pro Jahr)	99,00 €	99,00 €	99,00 €	99,00 €
<b>Generator-APU</b>	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU
Mehrkosten Investition	16.370,00 €	9.100,09 €	7.220,09 €	7.195,09 €
Mehrkosten Wartung (pro Jahr)	-39,00 €	-39,00 €	-39,00 €	-39,00 €

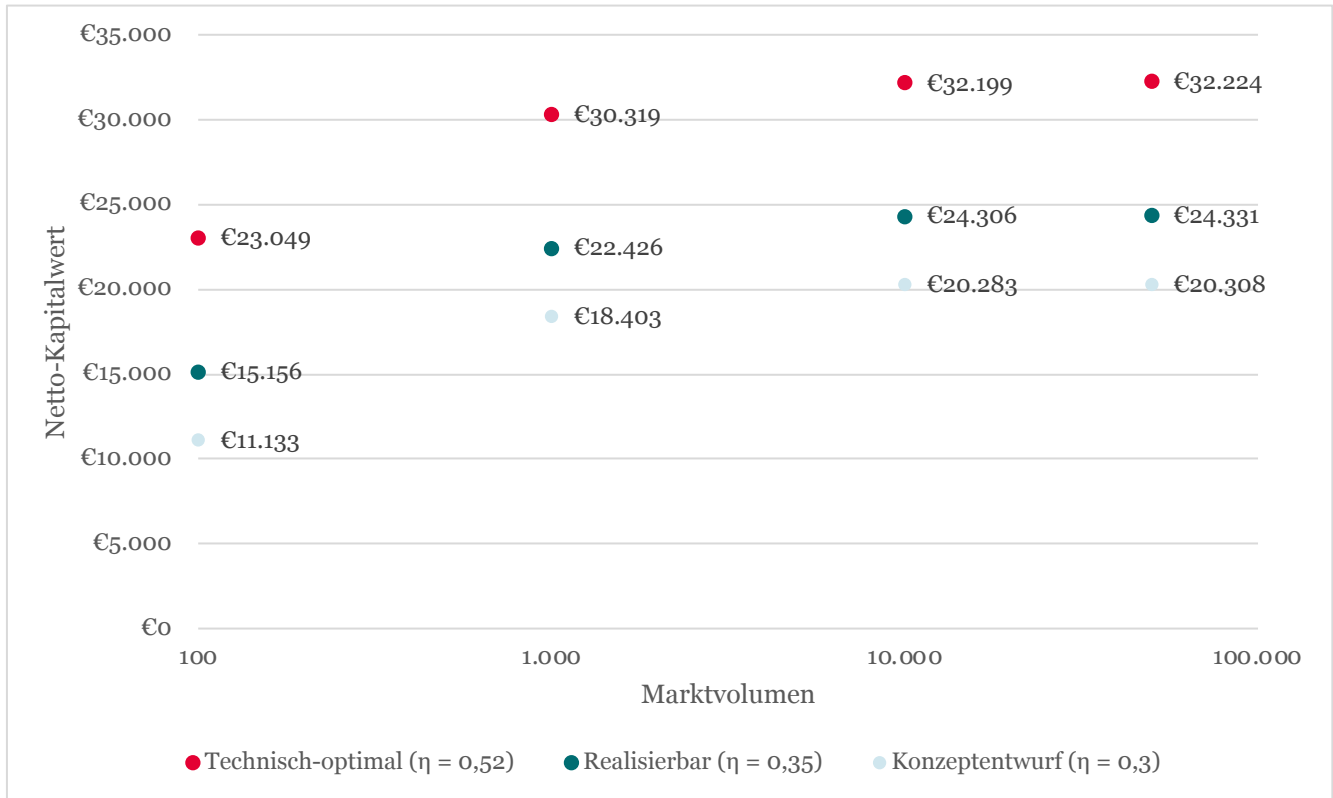
**Tabelle 5: Einsparungen des jährlichen Dieserverbrauchs bei Nutzung einer SOFC-APU gegenüber Idling und Generator-APU**

	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU
Elektrischer Wirkungsgrad	52%	35%	30%
Einsparung ggü. Idling	74,2%	61,7%	55,3%
Einsparung ggü. Generator-APU	51,9%	28,6%	16,7%

Für diese Analyse wird eine Betrachtungsdauer von 7 Jahren angenommen, wobei von einer Investition im Jahr 2024 ausgegangen wird. Unterstellt ist dabei, dass in diesem Zeitraum kein Austausch des SOFC-Stacks notwendig ist. Von der Möglichkeit, dass einzelne Systemkomponenten bzw. das System nach Austausch des Stack über einen deutlich längeren Zeitraum genutzt werden können (Whiston et al., 2021), wird an dieser Stelle abstrahiert. Der angenommene Kalkulationszinssatz beträgt 7 %.

### 3.2 Netto-Kapitalwerte der verschiedenen Bahn-APU-Technologien

Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 13 gezeigten Netto-Kapitalwerte. Es zeigt sich, dass auch unter schlechtesten Rahmenbedingungen, d. h. einem elektrischen Wirkungsgrad der SOFC-APU von 30 % und einem Marktvolumen von 100 und somit Investitionskosten von rund 4.400 Euro je kW<sub>el</sub>, die Investition in eine SOFC-APU aus betriebswirtschaftlicher Sicht gegenüber Idling als vorteilhaft zu bewerten wäre. Der Netto-Kapitalwert erhöht sich dabei mit steigendem elektrischem Wirkungsgrad und steigendem Marktvolumen (d. h. sinkenden spezifischen Investitionskosten).



**Abbildung 13: Netto-Kapitalwerte bei Investition in eine SOFC-APU in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad**

Beim Vergleich der SOFC-APU mit einem Dieselgenerator mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 % ergibt sich ein differenziertes Bild (Abbildung 14). Die Abbildung verdeutlicht, dass bei geringen Marktvolumina und entsprechend hohen spezifischen Investitionskosten eine Investition in eine APU mit klassischem Dieselgenerator vorteilhaft wäre. Beim höchsten elektrischen Wirkungsgrad (52 %) ist die SOFC-APU auch beim geringsten Marktvolumen mit einem Netto-Kapitalwert von rund 1.400 Euro die vorzuziehende Investition. Liegt das Marktvolumen bei 1.000 Einheiten, erreicht auch die SOFC-APU mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % einen höheren Netto-Kapitalwert als die Dieselgenerator-APU. Bei noch höheren Marktvolumina erreichen sowohl die SOFC-APU mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % als auch die SOFC-APU mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 52 % einen positiven Netto-Kapitalwert.



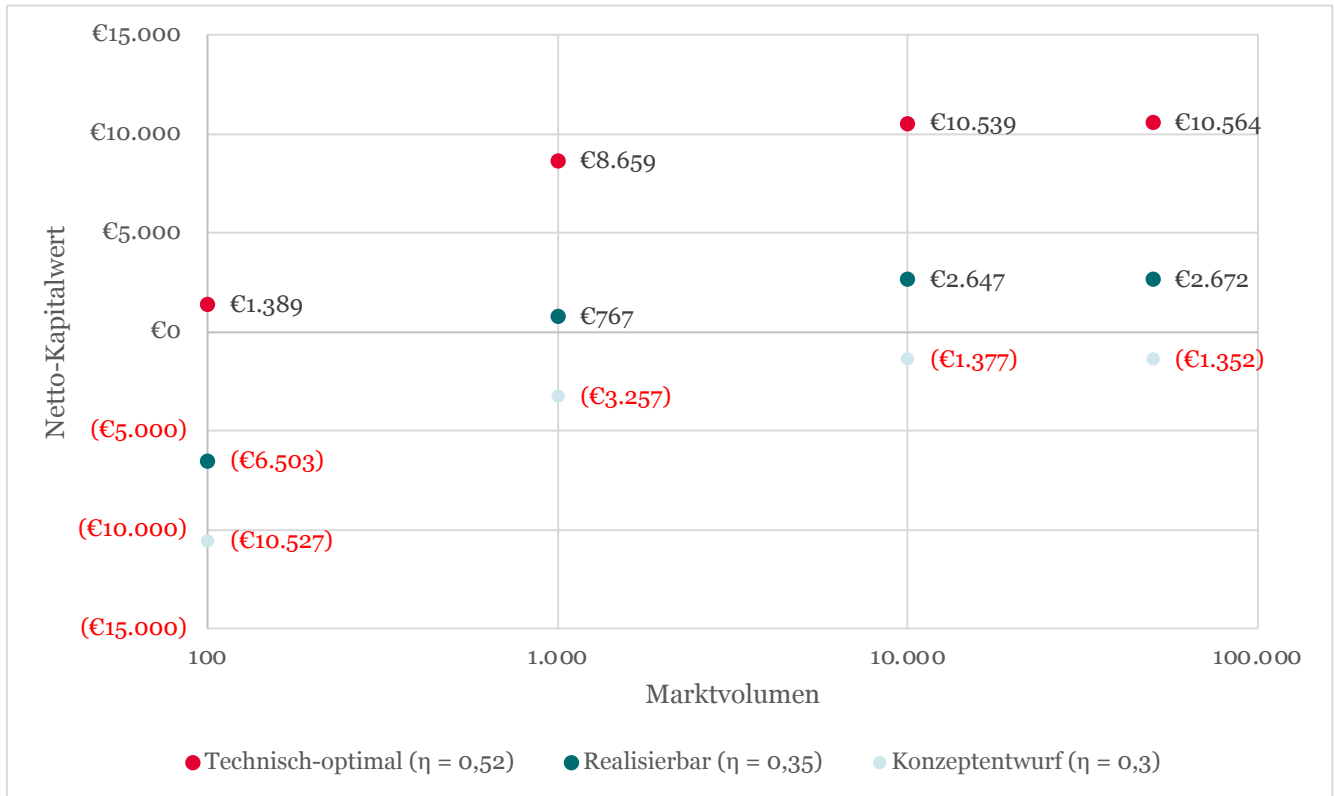


Abbildung 14: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in eine Generator-APU in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad

### 3.3 Sensitivitätsanalyse für den Anwendungsfall Bahn

Eine Möglichkeit, die verschiedenen Sensitivitäten im Technologievergleich zu verdeutlichen, ist die Betrachtung der Stromgestehungskosten, englisch Levelized Cost of Electricity bzw. kurz LCOE (Kost et al., 2021). Die Stromgestehungskosten werden mit der folgenden Formel aus Kost et al. (2021) berechnet:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei sind  $I_0$  die Anfangsinvestition im Zeitpunkt  $t=0$ ,  $n$  die Lebensdauer,  $A_t$  die jährlichen Kosten im Jahr  $t$  (d.h. Kraftstoffkosten und O&M-Kosten),  $i$  der Kalkulationszinssatz und  $M_{t,el}$  die Stromproduktion im Jahr  $t$ . Im vorliegenden Fall wird angenommen, dass die Stromproduktion  $M_{t,el}$  in jedem Jahr gleich ist, die jährlichen Kosten  $A_t$  in Abhängigkeit von der Entwicklung der Dieselpreise jedoch unterschiedlich sind.

Die Investition in eine SOFC-APU ist dann vorteilhaft, wenn die LCOE der SOFC-APU geringer ist als die einer Dieseldieselgenerator-APU. Dazu sollen der elektrische Wirkungsgrad der SOFC-APU, die spezifischen Investitionskosten und der Dieselpreis variiert werden.

### 3.3.1 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen

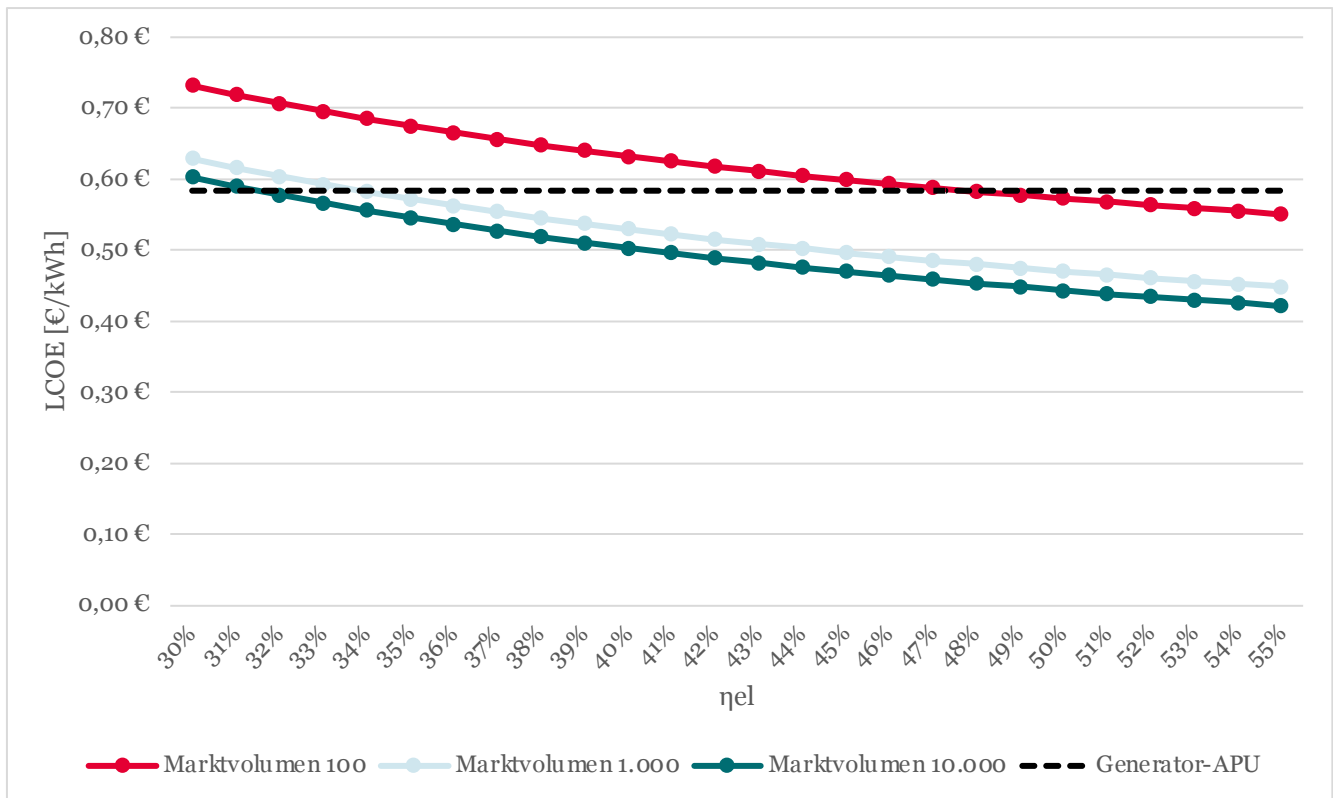


Abbildung 15: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten

Abbildung 15 verdeutlicht, dass bei hohen spezifischen Investitionskosten (d.h. ein geringes Marktvolumen von 100 Einheiten) die SOFC-APU sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreichen muss, um mit einer Generator-APU konkurrenzfähig zu sein. Erst bei einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 50 % erreicht die SOFC-APU gleiche bzw. geringere Stromgestehungskosten als eine Generator-APU. Bei niedrigeren spezifischen Investitionskosten (d.h. einem Marktvolumen von 1.000 bzw. 10.000 Einheiten) reicht ein elektrischer Wirkungsgrad von 35 % bzw. 33 % aus, um unter den gegebenen Annahmen gleiche bzw. geringere Stromgestehungskosten als eine Generator-APU zu erreichen.

### 3.3.2 Variation von Dieselpreis und Marktvolumen

Der in Abbildung 12 dargestellte Preispfad von Diesel bedeutet einen durchschnittlichen Dieselpreis von 1,18 Euro je Liter. Um den Einfluss des Dieselpreises auf die Stromgestehungskosten zu verdeutlichen, sind in Abbildung 16 die Stromgestehungskosten einer SOFC-APU jeweils für die spezifischen Investitionskosten bei einem Marktvolumen von 100, 1.000 sowie 10.000 Einheiten abgetragen. Dabei wird unterstellt, dass der elektrische Wirkungsgrad der SOFC-APU bei 35 % liegt. Die SOFC-APU hat bei den mit einem Marktvolumen von 100 Einheiten einhergehenden spezifischen Investitionskosten bei durchschnittlichen Dieselpreisen zwischen 0,80 und 1,40 Euro in allen Fällen höhere Stromgestehungskosten als eine Generator-APU. Jedoch sinkt die Differenz erwartungsgemäß bei steigendem Dieselpreis, da sich die SOFC-APU durch eine höhere Effizienz auszeichnet. Für eine SOFC-APU mit spezifischen

Investitionskosten, die für ein Marktvolumen von 1.000 Einheiten angenommen werden, ergeben sich vergleichbare Stromgestehungskosten wie bei einer Generator-APU bei durchschnittlichen Dieselpreisen im Bereich zwischen 1,08 und 1,10 Euro. Dies entspricht in etwa dem Preispfad, der im Projektionsbericht für Deutschland (Öko-Institut et al., 2022) angenommen wird. Bei noch höheren durchschnittlichen Dieselpreisen, was angesichts der z.B. im Jahr 2022 zu beobachtenden Preise und Volatilität nicht undenkbar erscheint, hat auch eine SOFC-APU mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % niedrigere Stromgestehungskosten als eine Generator-APU mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 %. Für die niedrigsten angenommenen spezifischen Investitionskosten (Marktvolumen von 10.000 Einheiten) werden vergleichbare Stromgestehungskosten bereits bei durchschnittlichen Dieselpreisen im Bereich zwischen 0,83 und 0,85 Euro erreicht.

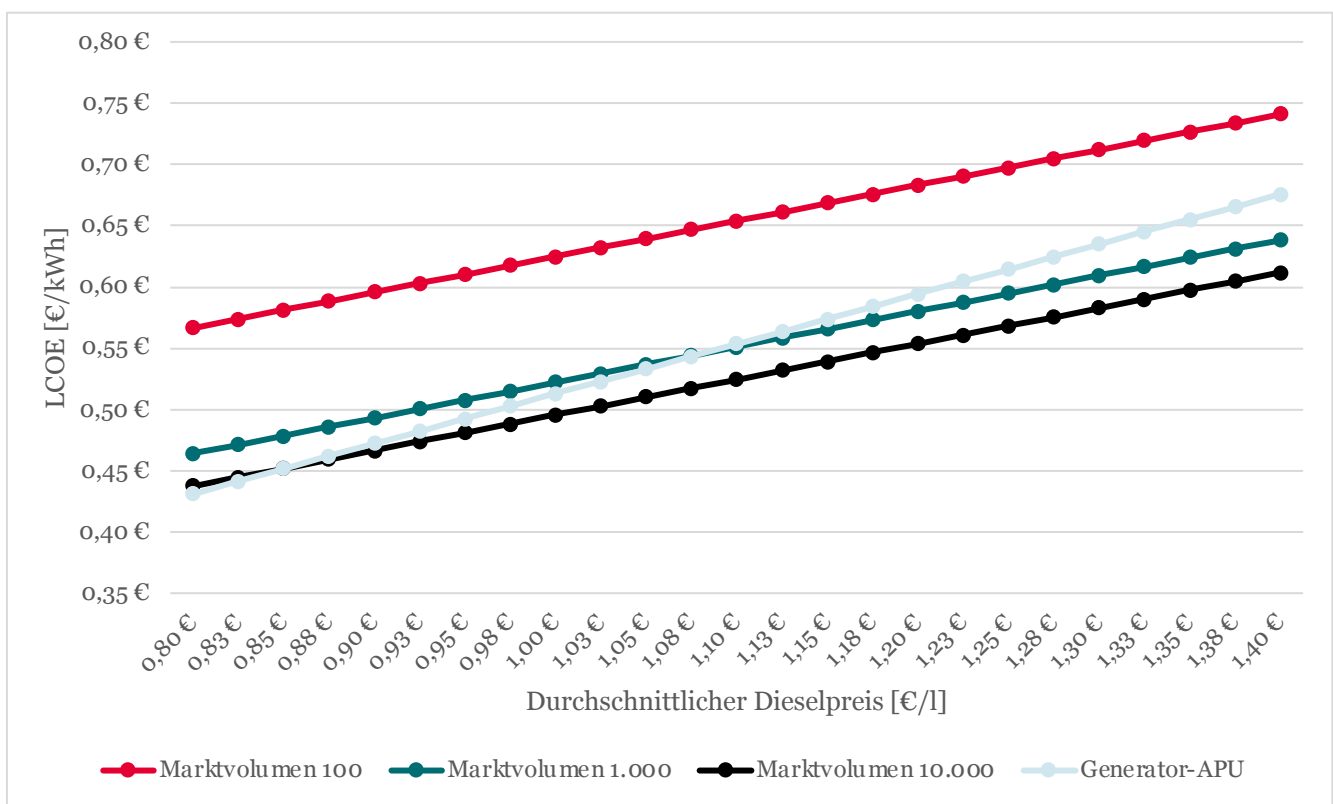


Abbildung 16: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von durchschnittlichem Dieselpreis und spezifischen Investitionskosten

### 3.3.3 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten

In einem dritten Schritt soll außerdem der Einfluss der spezifischen Investitionskosten in Euro je  $kW_{el}$  betrachtet werden. Abbildung 17 zeigt die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten in Euro je  $kW_{el}$  und elektrischem Wirkungsgrad. Liegt der elektrische Wirkungsgrad bei 30 %, sind die Stromgestehungskosten der SOFC-APU erst bei spezifischen Investitionskosten von rund 2.250 Euro je  $kW_{el}$  geringer als die einer Dieseldieselgenerator-APU. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % ist der Schnittpunkt der Geraden bereits zwischen 2.750 Euro je  $kW_{el}$  und 3.000 Euro je  $kW_{el}$  erreicht. Mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 52 % befindet sich der genannte Schnittpunkt zwischen 4.500 Euro je  $kW_{el}$  und 4.750 Euro je  $kW_{el}$ .

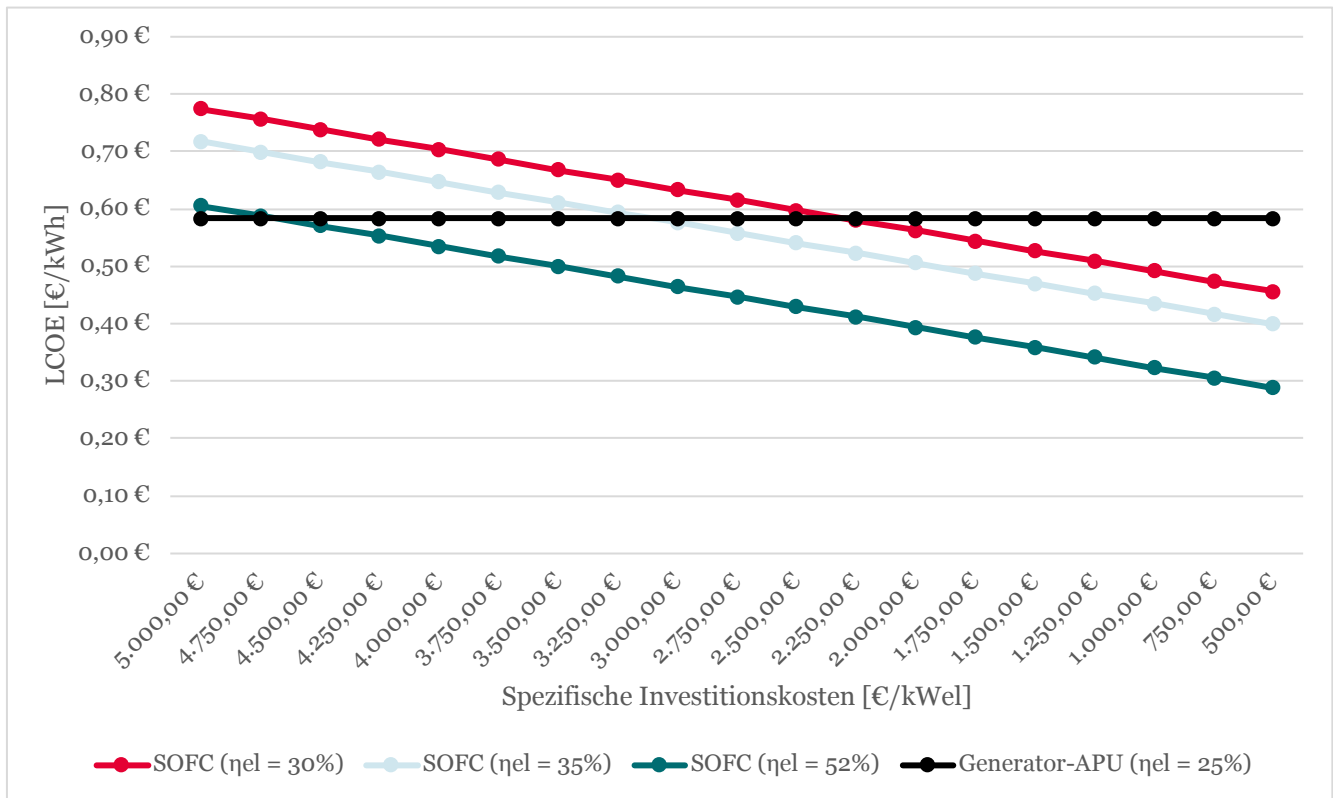


Abbildung 17: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von spezifischen Investitionskosten und elektrischem Wirkungsgrad

### 3.3.4 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse

Trotz der unsicheren Datenlage hinsichtlich zukünftiger Preisentwicklungen kann auf Grundlage der Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass die Reduktion von Leerlaufzeiten von Dieselmotoren von Diesetriebzügen bzw. -wagen eine kostenmindernde Investition darstellt. Der Nettokapitalwert für die Investition in eine SOFC-APU war auch unter den ungünstigsten Rahmenbedingungen (d.h. geringer elektrischer Wirkungsgrad von 30 % und hohe spezifische Investitionskosten) positiv. Bei einem Vergleich einer SOFC-APU mit einer alternativen Investition in eine APU auf Basis eines Dieselgenerators, fallen die getroffenen Annahmen stärker ins Gewicht. In diesem Fall ist die Investition in eine SOFC-APU nur bei höheren elektrischen Wirkungsgraden bzw. geringeren spezifischen Investitionskosten aus ökonomischer Sicht vorteilhaft.

Die Betrachtung der Stromgestehungskosten hat gezeigt, dass für die SOFC-APU in jedem Fall weitere Anstrengungen zur Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades und der Senkung der spezifischen Investitionskosten unternommen werden sollten. Je stärker einer der genannten Faktoren optimiert werden kann, um so weniger fällt der andere Faktor ins Gewicht. Zudem ist die angenommene Entwicklung der Kraftstoffpreise von großer Relevanz. Umso stärker die Kraftstoffpreise steigen, desto bedeutender ist der potenziell große Wirkungsgradvorteil der SOFC gegenüber auf Verbrennungsmotoren basierender APUs. Daneben wird in dieser Art der Analyse nicht beachtet, dass die SOFC auch geringere Emissionen an Luftschadstoffen (wie z.B. Stickoxiden) als Verbrennungsmotoren verspricht. Aus

rein betriebswirtschaftlicher Perspektive fällt dies (bisher) nicht ins Gewicht, da die Emission von Luftschadstoffen i. d. R. keine Kosten für das Unternehmen, sondern nur externe Kosten verursacht. Jedoch ist zu beachten, dass strengere regulatorisch gesetzte Grenzwerte dazu führen können, dass ein Verbrennungsmotor – im Gegensatz zur SOFC-APU - diese nur noch zu deutlich höheren Kosten bzw. gar nicht mehr erreichen kann. Darin besteht ein weiterer Vorteil der SOFC, der bisher in der ökonomischen Analyse nicht abgebildet werden kann. Abstrahiert wird außerdem vom Lastgang der SOFC-APU und Start-Stopp-Vorgängen, da hierzu keine Daten vorliegen. Grundsätzlich könnte die Berücksichtigung dieser Faktoren zu einer nachteiligeren Bewertung der SOFC-APU führen, sofern ein sehr variabler Betrieb zu erwarten wäre, da die SOFC insbesondere bei einem möglichst kontinuierlichen Betrieb ihre Vorteile voll entfalten kann.

Daneben ist zu beachten, dass insbesondere für den deutschen Eisenbahnsektor ungewiss ist, inwiefern strategische Entscheidungen für andere Alternativen zu dieselbetriebenen Eisenbahnfahrzeugen bereits getroffen sind bzw. wann diese noch getroffen werden. So gehört der grundsätzliche Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Diesel zu den strategischen Zielen des Konzerns Deutsche Bahn (Deutsche Bahn AG, 2023). Zunächst ist beabsichtigt, den Biokraftstoff HVO (Hydrierte Pflanzenöle, engl. „Hydrogenated Vegetable Oils“) in Dieselfahrzeugen zu nutzen. Langfristig sollen alternative Antriebstechnologien wie Ammoniak-Wasserstoffmotoren, Batteriezüge und Oberleitungsinseln Anwendung finden (Deutsche Bahn AG, 2023).

Dabei gelten diese Ankündigungen natürlich nur für den deutschen Eisenbahnsektor. Welche Technologie sich in der Praxis schließlich bewährt und durchsetzt, muss sich erst noch zeigen. Aber auch weltweit werden in der Literatur andere alternative Antriebstechnologie als Ansatz zur Minderung des Energieverbrauchs von Dieseltriebzügen und -lokomotiven diskutiert. Dazu zählen etwa die Installation von Lithium-Ionen-Batterien (Olmos et al., 2020), die Umrüstung auf Wasserstoffantriebe bzw. Wasserstoffhybride unter Nutzung von Batterien als Energiespeicher (Zenith et al., 2020) sowie die Nutzung von Batteriehybriden (Walther et al., 2021). Nichts desto trotz erscheint die Annahme berechtigt, dass zumindest in Ländern mit geringerer Bevölkerungsdichte und größeren Distanzen ohne eine Anbindung an eine geeignete netzgebundene Versorgungsinfrastruktur Dieselantriebe auch noch länger ihre große Bedeutung behalten werden.

### 3.4 Zweiter Anwendungsfall: Reefer

Aufgrund der sehr begrenzten Datenverfügbarkeit und der großen Unsicherheiten in Bezug auf den Anwendungsfall einer APU für Diesellokomotiven, Dieseltriebzüge und Dieseltriebwagen soll mit Kühlcontainern ein weiterer potentieller Anwendungsfall für SOFC-APUs exemplarisch betrachtet werden. Während Kühlcontainer für die Dauer des Transports auf hoher See in der Regel an das Bordnetz und bei stationärer Nutzung oftmals an öffentliche Stromnetze angeschlossen sind, wird der Strombedarf zur Kühlung während des Transports auf Straße und Schiene sowie bei stationärer netzunabhängiger Anwendung häufig durch Dieselgeneratoren gedeckt (Lundsgaard et al., 2020). Die am Markt für diesen Anwendungsfall erhältlichen Generatoren haben vielfach eine elektrische Leistung von 15 kW (Lundsgaard et al., 2020). Insofern erscheint dieser als weiterer möglicher Anwendungsfall, in dem eine SOFC-APU geeignet ist, mit höheren elektrischen Wirkungsgraden die bisher genutzte Technologie zu ersetzen.

#### 3.4.1 Annahmen zu Kosten der Reefer-APU

Für die spezifischen Investitionskosten der SOFC-APU wird erneut die Studie des Battelle Memorial Institute (2014) herangezogen. Grundsätzlich erscheint die Annahme plausibel, dass die spezifischen Investitionskosten desto geringer sind, je höher die elektrische Leistung der SOFC-APU ist. Zu diesem Ergebnis kommt eine weitere Studie des Battelle Memorial Institute (2017). Scataglini et al. (2015) stellen sogar fest, dass eine Erhöhung der Leistung größere Reduktionen der spezifischen Investitionskosten als eine Ausweitung des Marktvolumens bedeutet. Jedoch befassen sich beide Studien mit Brennstoffzellen, die mit Erdgas betrieben werden und somit andere Komponenten erfordern. Daher werden die Netto-Kapitalwerte erneut auf Basis der in Tabelle 3 genannten spezifischen Investitionskosten berechnet. Über eine Variation der spezifischen Investitionskosten im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird später aufgezeigt, welche Auswirkungen geringere spezifische Investitionskosten für die Konkurrenzfähigkeit der SOFC-APU hätten.

#### 3.4.2 Annahmen zu Betriebsparametern der Reefer-APU

Für die techno-ökonomische Analyse ist zunächst relevant, wie hoch der Strombedarf der Kühlcontainer ist. Erneut ist eine begrenzte Datenverfügbarkeit sowie große Varianz der Literaturangaben hinsichtlich des Strombedarfs festzustellen. Der Stromverbrauch ist dabei von zahlreichen Randbedingungen abhängig, nicht zuletzt der Außentemperatur und dem innerhalb des Containers zu erreichenden Temperaturniveau (Filina-Dawidowicz & Filin, 2019).

So nennen Filina-Dawidowicz & Filin (2019) für einen FEU eine durchschnittliche Leistungsaufnahme zwischen 6 kW und 9 kW. Fitzgerald et al. (2011) nennen für die durchschnittliche Leistungsaufnahme eine Spanne zwischen 2,7 kW/TEU und 3,6 kW/TEU. Für einen FEU ergibt sich damit eine Leistungsaufnahme zwischen 5,4 kW und 7,2 kW. Fitzgerald et al. (2011) verweisen ebenfalls auf die große Bedeutung der Umgebungstemperatur für den Stromverbrauch und ermitteln eine Zunahme der Leistungsaufnahme um 70 W/TEU bei einer Erhöhung der Umgebungstemperatur um 1° C.

Aufgrund der großen Spanne werden die ökonomischen Analysen jeweils mit zwei unterschiedlichen Annahmen durchgeführt. Zunächst mit dem Mittelwert der von Filina-Dawidowicz & Filin (2019) genannten Spanne, d.h. durchschnittlich 7,5 kW und einem Jahresstrombedarf von 65.700 kWh. Zum Vergleich soll basierend auf den von Fitzgerald et al. (2011) berichteten Werten eine Leistungsaufnahme von 2,7 kW/TEU unterstellt werden. Auch in diesem Fall wird von einem FEU ausgegangen, was zu einem Strombedarf von 47.304 kWh führt.

### **3.4.3 Annahmen zu Kosten der Vergleichstechnologien zur Reefer-APU**

Vereinfachend wird angenommen, dass der gesamte Strombedarf durch den Generator zu decken und kein Netzanschluss möglich ist. Bisher stehen als Technologien für die Stromerzeugung Dieselgeneratoren (Englisch „Generator Sets“ bzw. „Gensets“) verschiedener Hersteller zur Verfügung, die an der Front des Kühlcontainers (sogenannte „Clip-Ons“) oder unterhalb des Containers (sogenannte „Undermounts“) angebracht werden können. Lundsgaard et al. (2020) nennen für diese Generatoren einen durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 30,6 %. Als zweite Alternativtechnologie wird ebenfalls ein Dieselgenerator mit einem etwas höheren durchschnittlichen Wirkungsgrad von 33 % angenommen. Da Preise für die genannten Dieselgeneratoren in der Regel nicht öffentlich kommuniziert werden und beispielsweise von der Abnahmemenge abhängig sein sollten, muss für die Investitionskosten der Generatoren eine Annahme getroffen werden. Angenommen wird anhand verfügbarer Online-Angebote ein durchschnittlicher Preis von 12.500 Euro. Angesichts der in aktuell in der Branche üblichen B2B-Online-Shops wie alibaba.com oder machinio.com angegebenen Preise für vergleichbare Geräte ist dies als konservative Schätzung anzusehen.

Wie im Fall der SOFC-APU für Eisenbahnfahrzeuge, wird auch für die Stromerzeuger für Kühlcontainer die techno-ökonomische Analyse mit den Preisen für fossilen Diesel durchgeführt. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei Nutzung von PtL-Diesel die SOFC-APU (sofern sie höhere elektrische Wirkungsgrade als der Dieselgenerator erreicht) in mehr Fällen einen positiven Netto-Kapitalwert besitzt, da die Kraftstoffkosten je Liter in diesem Fall deutlich höher sind. Für die techno-ökonomische Analyse wird angenommen, dass der Preis, den Eigentümer\*innen von Kühlcontainern für fossilen Diesel bezahlen müssen, aufgrund geringerer Abnahmemengen geringfügig höher als im Fall von Eisenbahnverkehrsunternehmen ist. Abbildung 18 zeigt, dass in der Annahme der hohe Dieselpreis 2022 als Ausreißer betrachtet wird. Die sich nach Annahme im Projektionsbericht für Deutschland 2021 (Öko-Institut et al., 2022) ergebende Reduktion der Rohölpreise bis 2030 um rund ein Drittel gegenüber 2022 bedeutet, dass die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise kompensiert werden und der Dieselpreis ab 2025 trotz steigender CO<sub>2</sub>-Preise nur langsam ansteigt. Diese Annahme kann jedoch als konservativ betrachtet werden. Höhere Preispfade bedeuten dabei eine größere Wahrscheinlichkeit, dass die effizientere Technologie (in der Regel die SOFC) wirtschaftlich vorteilhaft ist.

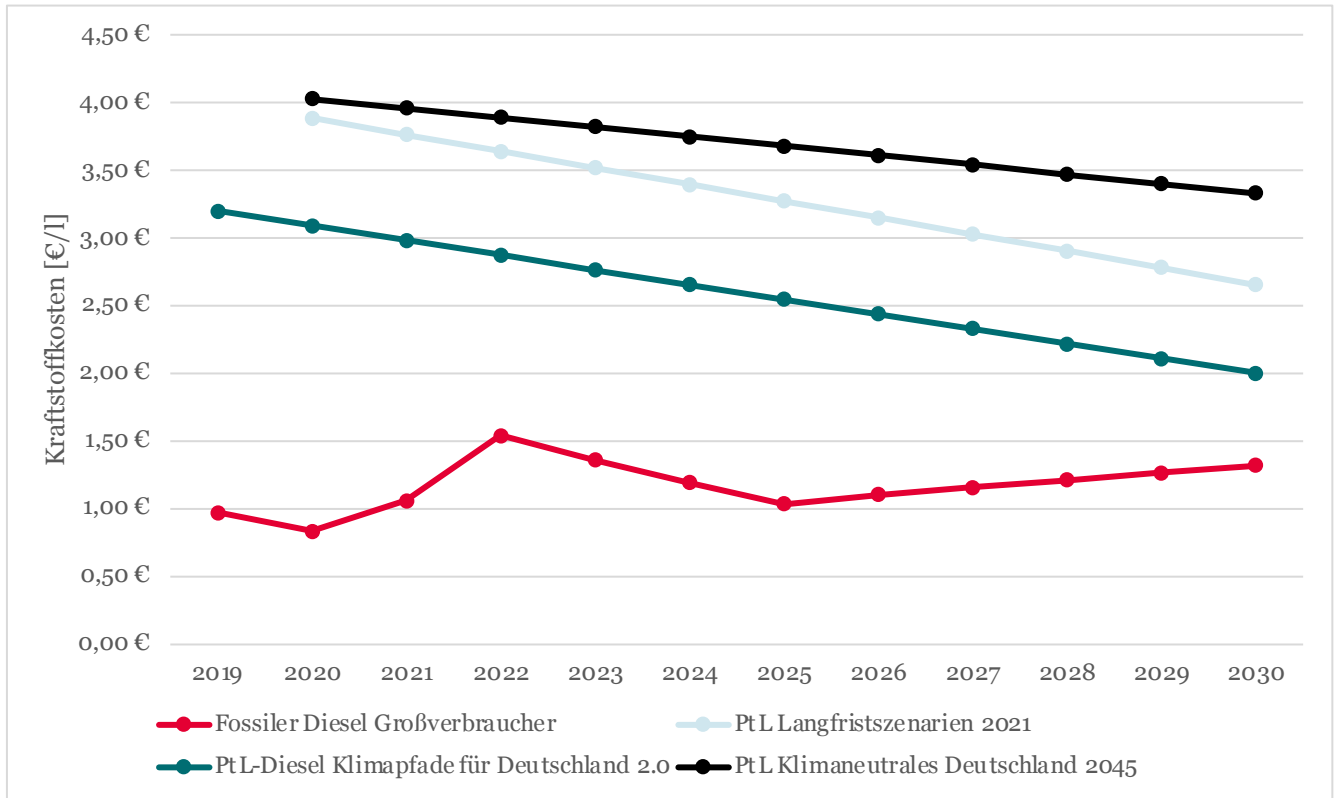


Abbildung 18: Annahmen der Preisentwicklung für Dieseldieselkraftstoff bei Bezug durch Logistikunternehmen, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Annahmen sowie (Burchardt et al., 2021; Krail et al., 2021; Öko-Institut et al., 2021; Prognos et al., 2021)

### 3.4.4 Zusammenfassung der getroffenen Annahmen für die Reefer-APU

Die zentralen Annahmen für die techno-ökonomische Analyse sind in Tabelle 6 und Tabelle 7 zusammengestellt.

Tabelle 6: Annahmen Mehrkosten SOFC-APU ggü. einem Genset für Reefer

Genset Reefer	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU
Marktvolumen	100	1.000	10.000	50.000
Mehrkosten Investition	53.545 €	31.735 €	26.095 €	26.020 €
Mehrkosten Wartung (pro Jahr)	-47,00 €	-47,00 €	-47,00 €	-47,00 €

Tabelle 7: Einsparungen des jährlichen Dieserverbrauchs bei Nutzung einer SOFC-APU gegenüber Gensets für Reefer

	SOFC-APU	SOFC-APU	SOFC-APU
Elektrischer Wirkungsgrad	52%	35%	30%
Einsparung ggü. Genset ( $\eta_{el}=30,6\%$ )	41,2%	12,6%	-2,0%
Einsparung ggü. Genset ( $\eta_{el}=33\%$ )	36,5%	5,7%	-10,0%

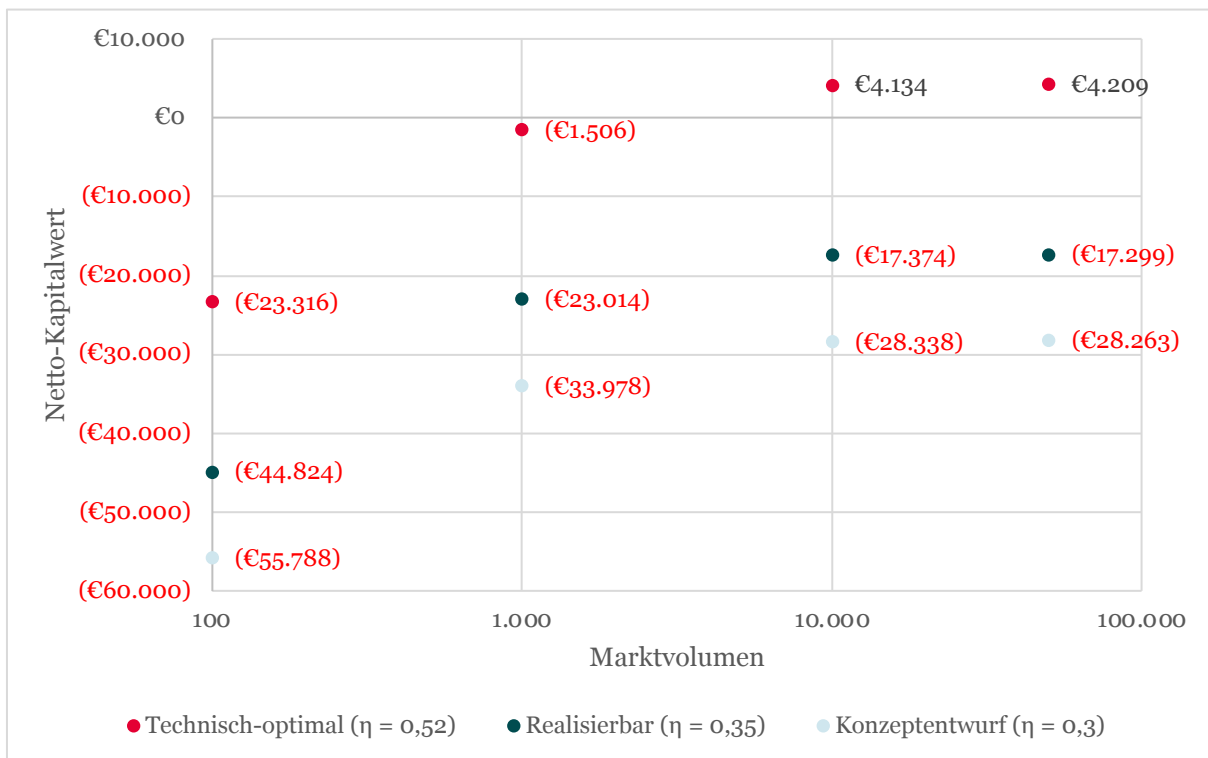


Für die folgende Analyse wird eine Betrachtungsdauer von 5 Jahren angenommen, wobei die Investition im Jahr 2024 erfolgt. Unterstellt ist dabei, dass in diesem Zeitraum kein Austausch des SOFC-Stacks notwendig ist. Von der Möglichkeit, dass einzelne Systemkomponenten bzw. das System nach Austausch des Stacks über einen deutlich längeren Zeitraum genutzt werden können (Whiston et al., 2021), wird an dieser Stelle abstrahiert. Der angenommene Kalkulationszinssatz beträgt 7 %.

### 3.5 Sensitivitätsanalyse für den Anwendungsfall Reefer

#### 3.5.1 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen bei geringerem Strombedarf

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse sollen zunächst für den Fall des geringeren angenommenen Strombedarfs von durchschnittlich 2,7 kW/TEU dargestellt werden. Abbildung 19 verdeutlicht, dass bei dem niedrigeren angenommenen Strombedarf die SOFC nur beim höchsten angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 52 % und hohen Marktvolumina gegenüber dem Genset eine vorteilhafte Investition darstellt.



**Abbildung 19: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem  $\eta_{el} = 30,6\%$  in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 2,7 kW/TEU und Jahr**

Wird für das Genset mit 33 % nur ein geringfügig höherer elektrischer Wirkungsgrad angenommen, reichen auch der höchste betrachtete elektrische Wirkungsgrad und hohe Marktvolumina nicht dafür aus, dass der Netto-Kapitalwert der Investition in eine SOFC-APU positiv wird, wie Abbildung 20 zeigt.

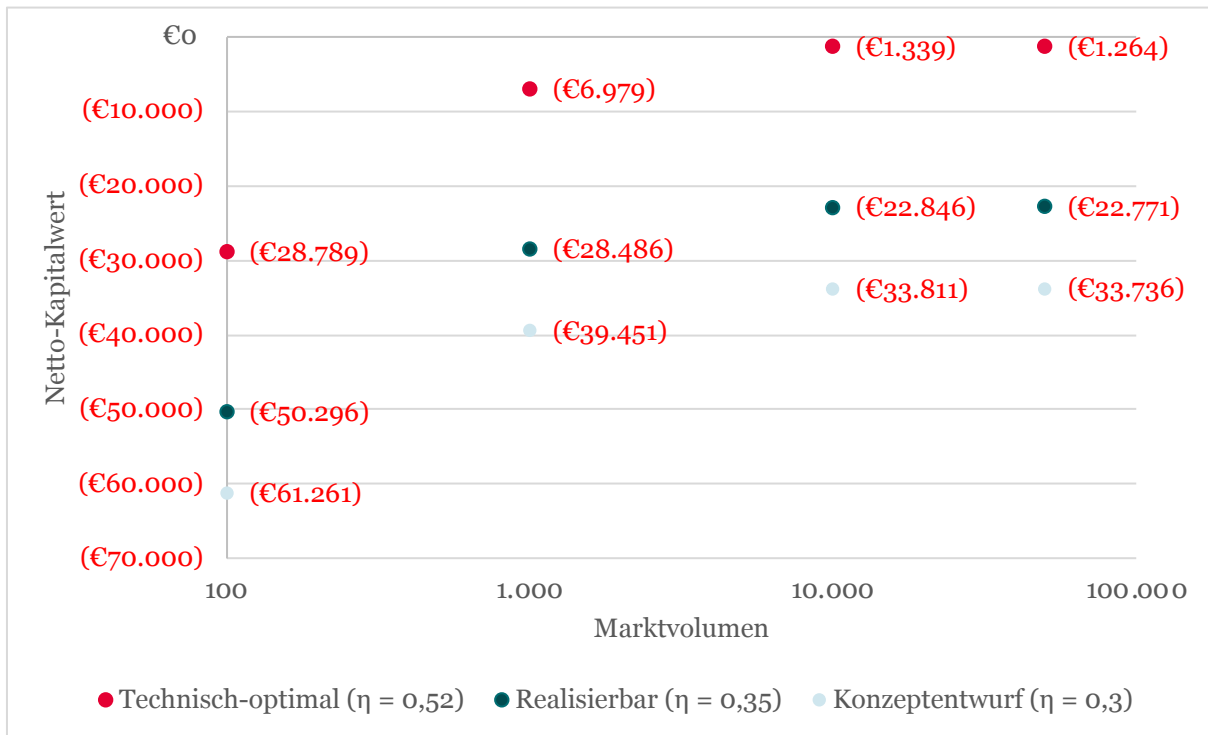
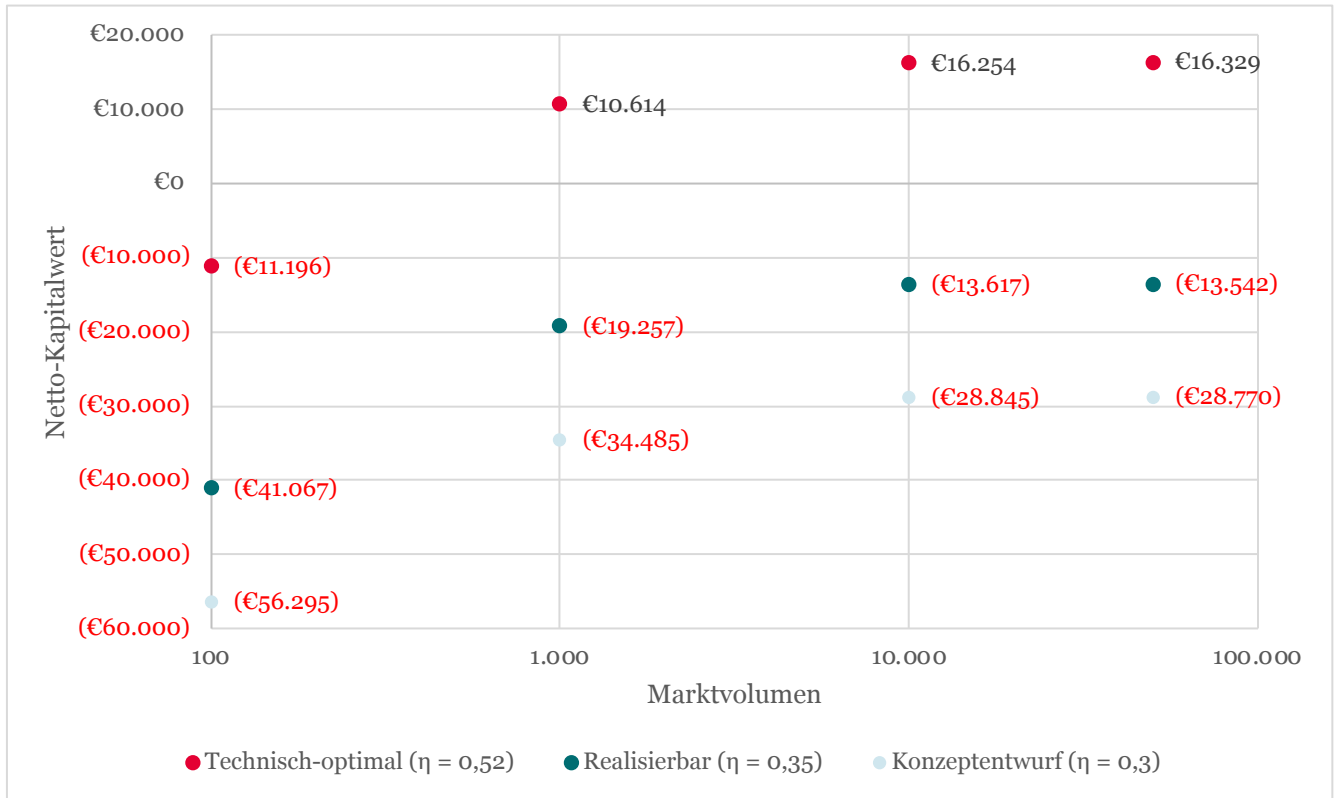


Abbildung 20: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem  $\eta_{el} = 33\%$  in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 2,7 kW/TEU und Jahr

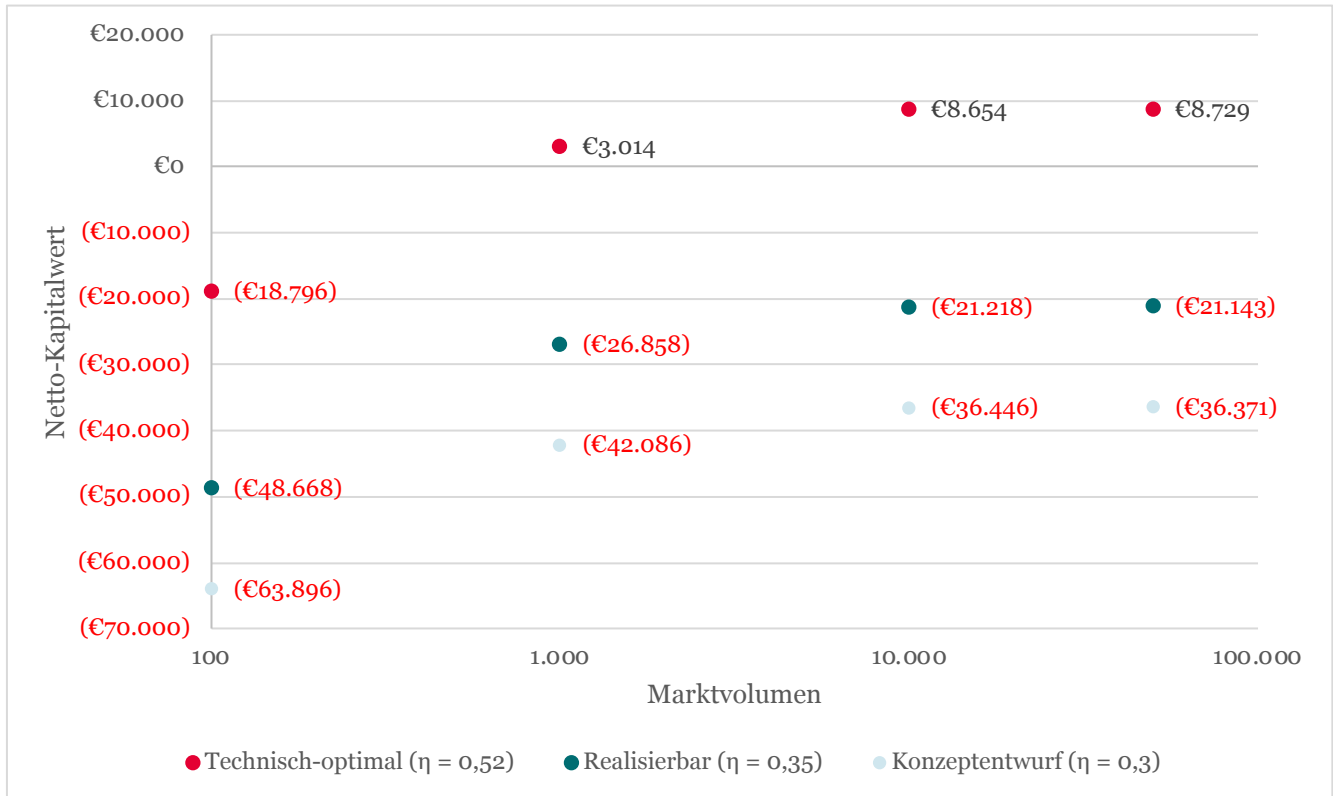
### 3.5.2 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und Marktvolumen bei höherem Strombedarf

Bei Annahme eines höheren Strombedarfs von rund 65.700 kWh, fällt der potenziell deutlich höhere elektrische Wirkungsgrad der SOFC stärker ins Gewicht. In diesem Fall ist die SOFC-APU mit dem höchsten angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 52 % nur noch bei sehr geringen Marktvolumina die im Vergleich zu einem Genset mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 30,6 % schlechtere Investition, siehe Abbildung 21.



**Abbildung 21: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem  $\eta_{el} = 30,6\%$  in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 3,75 kW/TEU und Jahr**

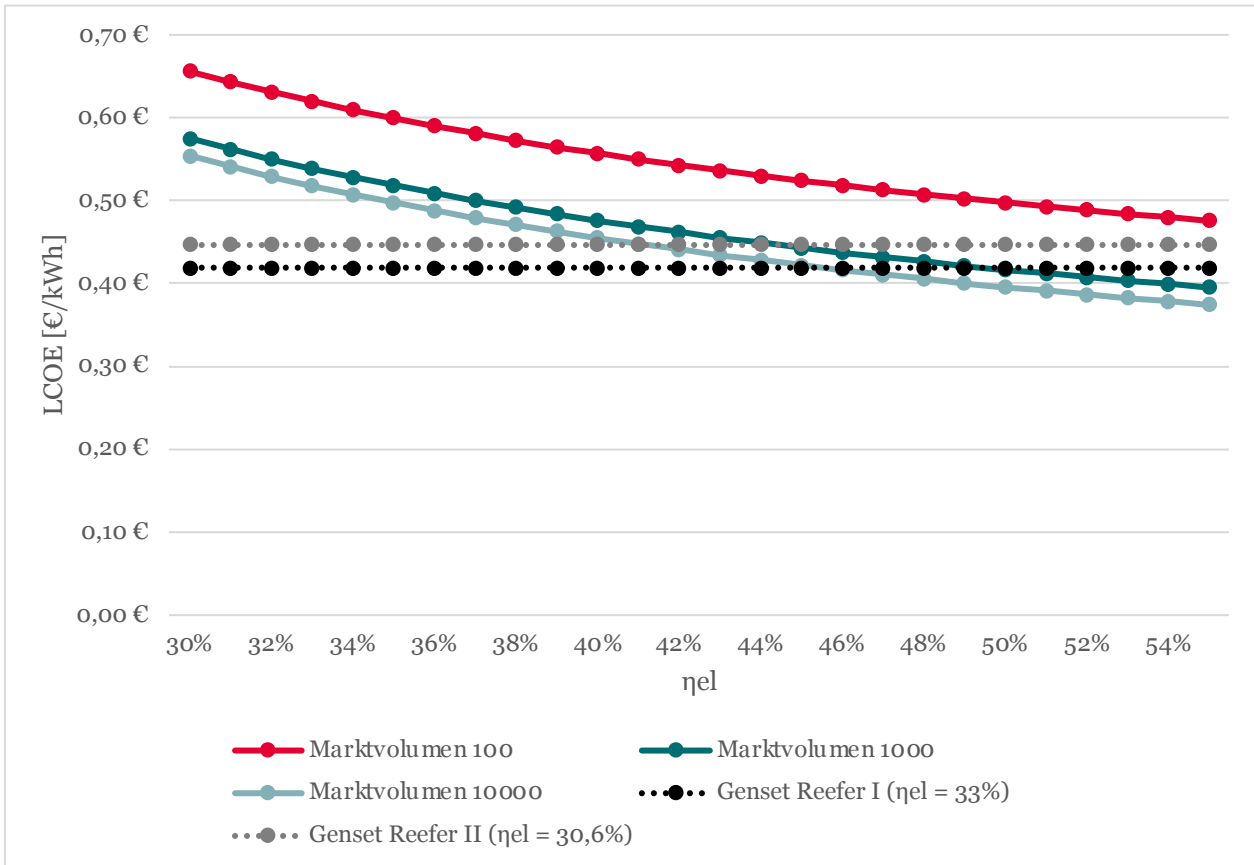
Bei höheren Strombedarfen ist die SOFC-APU auch gegenüber einem Genset mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 33 % ökonomisch vorteilhaft, sofern das Marktpotenzial größer oder gleich 1.000 Einheiten pro Jahr ist (siehe Abbildung 22).



**Abbildung 22: Netto-Kapitalwert des Vergleichs einer Investition in eine SOFC-APU mit einer Investition in ein Genset mit einem  $\eta_{el} = 33\%$  in Abhängigkeit von Marktvolumen und elektrischem Wirkungsgrad der SOFC bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 3,75 kW/TEU und Jahr**

### 3.5.3 Variation von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten

Die Betrachtung von Sensitivitäten erfolgt erneut über die Berechnung von Stromgestehungskosten und wird unter der Annahme eines durchschnittlichen Strombedarfs von 3,75 kW/TEU und Jahr durchgeführt. Zunächst soll dabei der elektrische Wirkungsgrad der SOFC variiert werden. Außerdem werden die spezifischen Investitionskosten für drei verschiedene Marktvolumina, und zwar 100 Einheiten, 1.000 Einheiten und 10.000 Einheiten, dargestellt. Abbildung 23 verdeutlicht, dass bei den mit einem Marktvolumen von 100 Einheiten verbundenen spezifischen Investitionskosten die Stromgestehungskosten der SOFC-APU selbst bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 55 % höher sind als die der als Vergleichstechnologien betrachteten Gensets. Bei den spezifischen Investitionskosten, die sich bei einem Marktvolumen von 1.000 Einheiten ergeben, werden mit den Vergleichstechnologien äquivalente Stromgestehungskosten bei einem elektrischen Wirkungsgrad zwischen 45 % und 50 % erreicht. Für noch geringere spezifische Investitionskosten tritt die Äquivalenz der Stromgestehungskosten bereits bei elektrischen Wirkungsgraden zwischen 42 % und 47 % ein.



**Abbildung 23: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von elektrischem Wirkungsgrad und spezifischen Investitionskosten (Anwendungsfall Reefer)**

In einem zweiten Betrachtungsfall sollen nun die spezifischen Investitionskosten variiert werden. In Abbildung 24 wird dabei angenommen, dass die SOFC über einen vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgrad von 35 % verfügt. Für eine Wettbewerbsfähigkeit der SOFC-APU müssen je nach angenommenem elektrischem Wirkungsgrad des Gensets somit spezifische Investitionskosten zwischen 2.000 Euro je kW<sub>el</sub> und 1.000 Euro je kW<sub>el</sub> erreicht werden.

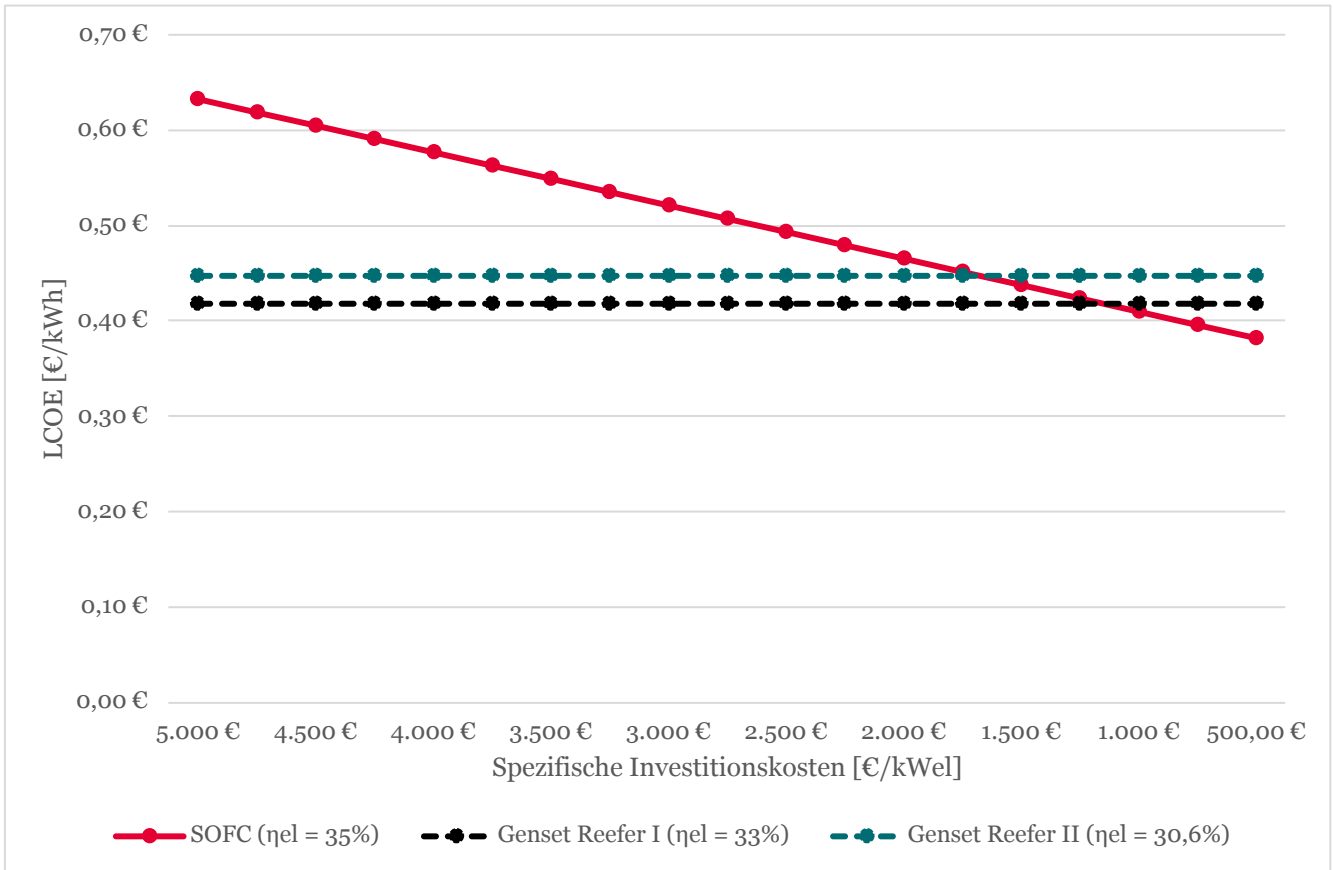


Abbildung 24: Stromgestehungskosten SOFC-APU in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten (Anwendungsfall Reefer)

### 3.5.4 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Anwendungsfall als Stromgenerator für Kühlcontainer potentiell für eine SOFC-APU interessant sein kann. Dafür sollten absehbar jedoch hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden, um den Nachteil der höheren spezifischen Investitionskosten auszugleichen.

## 4 Gesamtwirkungsanalyse der SOFC-APU

Zur Gesamtwirkungsanalyse der SOFC-APU werden in den beiden Anwendungsfällen Bahn und Kühlcontainer zusätzlich aus ökologischer Perspektive die potentiellen Kraftstoff- und Kohlendioxideinsparungen bei Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen angenommenen Wirkungsgraden gegenüber anderen Technologien betrachtet.

### 4.1 Potentielle Kraftstoffeinsparungen im Anwendungsfall 1 (Bahn)

Im Anwendungsfall Bahn wird die Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden dem Idling des Großmotors und anschließend der Verwendung einer Generator-APU gegenübergestellt. Zur Berechnung der potentiellen Kraftstoffeinsparungen ist zunächst der prognostizierte Dieserverbrauch in den verschiedenen Szenarien nach (Kraill et al., 2021a) bzw. (dena, 2021) in Abbildung 25 dargestellt. Wie in der folgenden Abbildung ebenfalls dargestellt, fügen sich die selbst berechneten Werte für 2030 gut in den Wertebereich anderer Szenarien ein. Gleiches gilt für 2050, jedoch ist der Wertebereich der verschiedenen Szenarien deutlich divergenter und reicht in den Extremfällen von keinem Dieselbedarf bis hin zum Szenario TN-PtG/PtL mit 5,3 TWh pro Jahr.

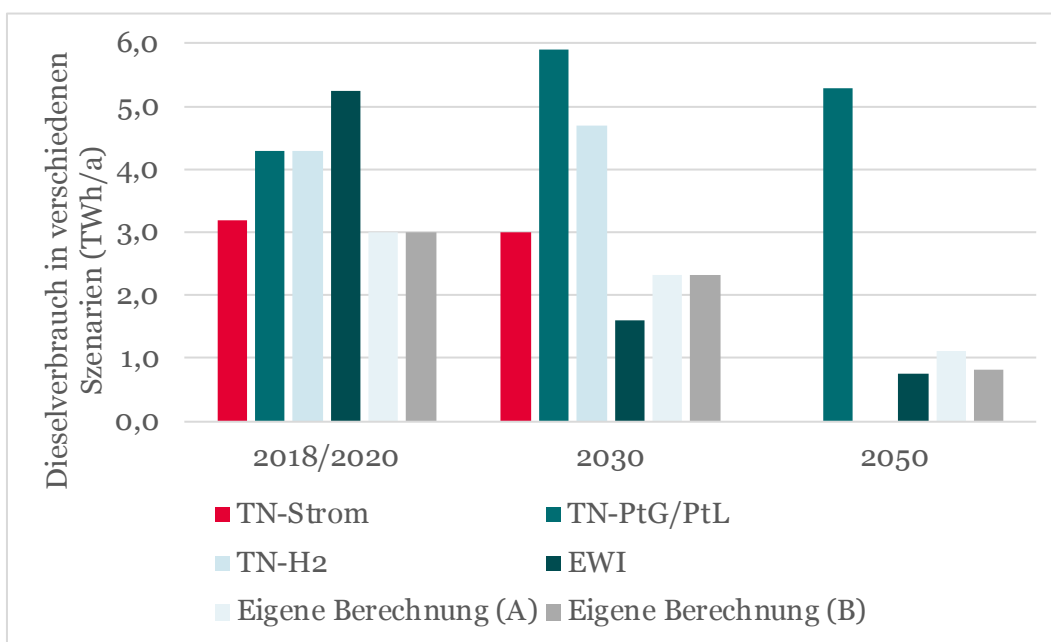
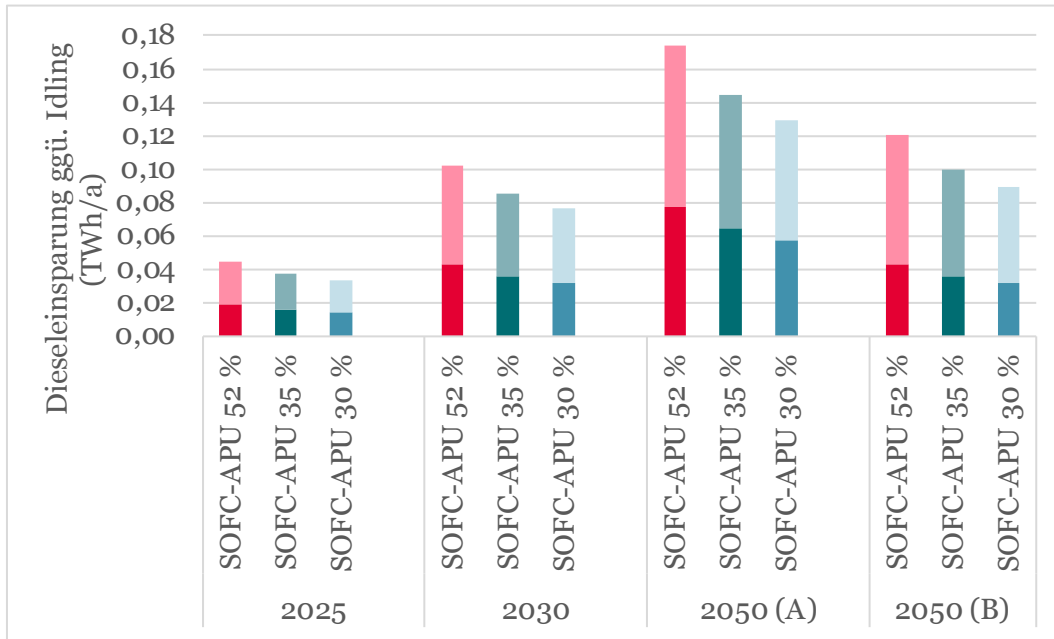


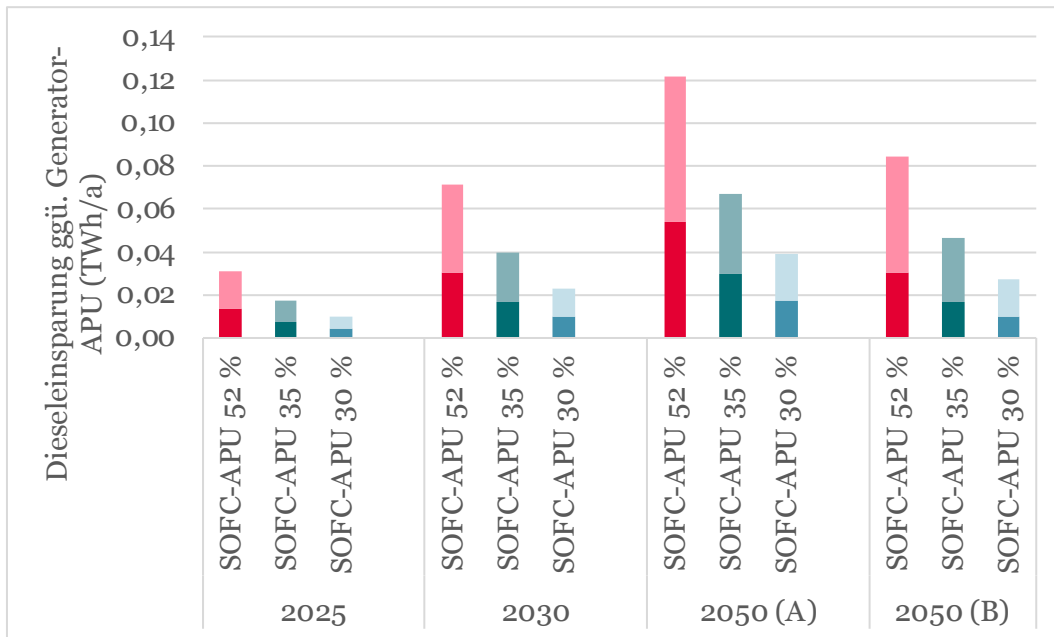
Abbildung 25: Prognostizierter Dieserverbrauch für den Schienenverkehr in verschiedenen Szenarien nach (dena, 2021; Kraill et al., 2021a) und eigenen Berechnungen

Das Kraftstoff-Einsparpotential im Anwendungsfall Bahn durch Verwendung der SOFC-APU gegenüber Idling des Großmotors lässt sich nach einem Top-Down Ansatz als relativer Anteil von 10 % - 20 % des Gesamtverbrauchs oder aber nach einem Bottom-Up-Ansatz als Verbrauch von 20 – 45 l pro Fahrzeug und Betriebstag berechnen (Fassbinder, 2019; Wang, 2014). Wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 52 % (SOFC-APU 1), 35 % (SOFC-APU 2) bzw. 30 % (SOFC-APU 3) angenommen, so ergeben sich die jährlichen Kraftstoffeinsparungen in Abbildung 26. Das Minimum aus den verschiedenen Ansätzen ist jeweils dunkel, das Maximum hell dargestellt.



**Abbildung 26: Potentielle Kraftstoffeinsparungen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Idling des Großmotors, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)**

Die potentiellen Kraftstoffeinsparungen durch Verwendung einer SOFC-APU mit den oben genannten Wirkungsgraden gegenüber einer Generator-APU mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 25 % ist in Abbildung 27 zu sehen. Das Minimum aus den verschiedenen Berechnungsansätzen (Top-Down bzw. Bottom-Up) ist jeweils dunkel, das Maximum hell dargestellt.



**Abbildung 27: Potentielle Kraftstoffeinsparungen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)**



Wie in Abbildung 27 zu sehen ist, nimmt das Einsparpotential im Zeitverlauf zu und erwartungsgemäß mit geringerer Differenz zwischen den Wirkungsgraden der APUs ab. Die Zunahme im Zeitverlauf ist auf die in Tabelle 13 getroffene Annahme zurückzuführen, dass der Anteil der Triebfahrzeuge mit APU steigt.

#### 4.2 Potentielle Kraftstoffeinsparungen im Anwendungsfall 2 (Reefer)

Im Anwendungsfall Reefer wird die Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden der Verwendung einer Generator-APU gegenübergestellt. Die potentiellen Kraftstoffeinsparungen für Kühlcontainer in Deutschland durch Verwendung einer SOFC-APU mit den oben genannten Wirkungsgraden gegenüber einer Generator-APU mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 25 % ist in Abbildung 28 dargestellt. Das Minimum aus den verschiedenen Berechnungsansätzen (Top-Down bzw. Bottom-Up) ist jeweils dunkel, das Maximum hell dargestellt.

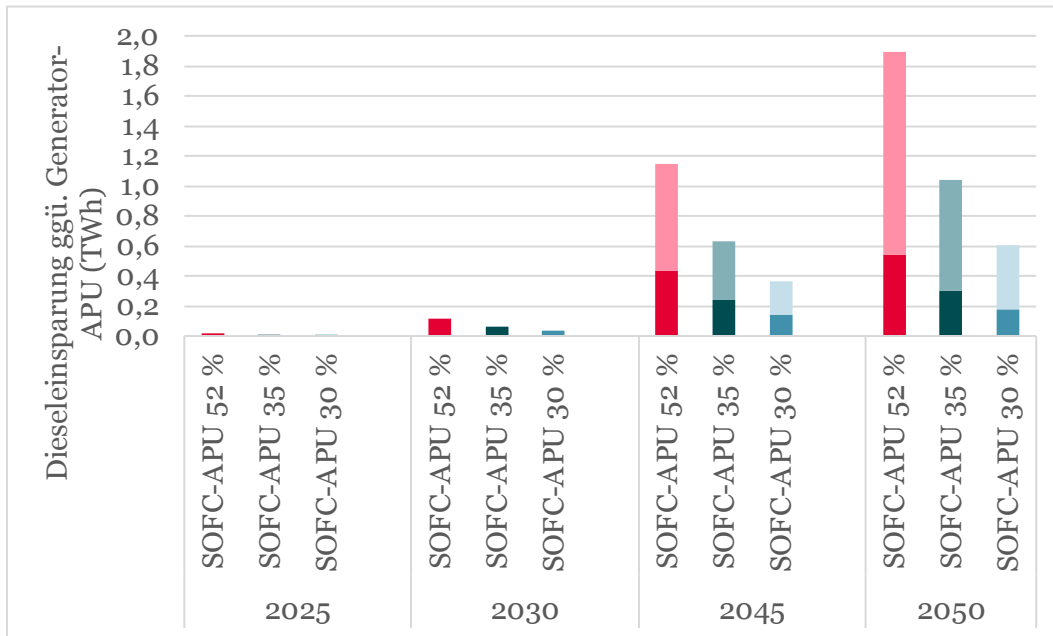


Abbildung 28: Potentielle Kraftstoffeinsparungen bei Kühlcontainern in Deutschland durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)

Die Zunahme des Einsparpotentials im Zeitverlauf ist auf die in Tabelle 13 getroffene Annahme zurückzuführen, dass der Anteil der Kühlcontainer mit APU durch den Austausch alter Reefer durchschnittlich alle 13 Jahre steigt.

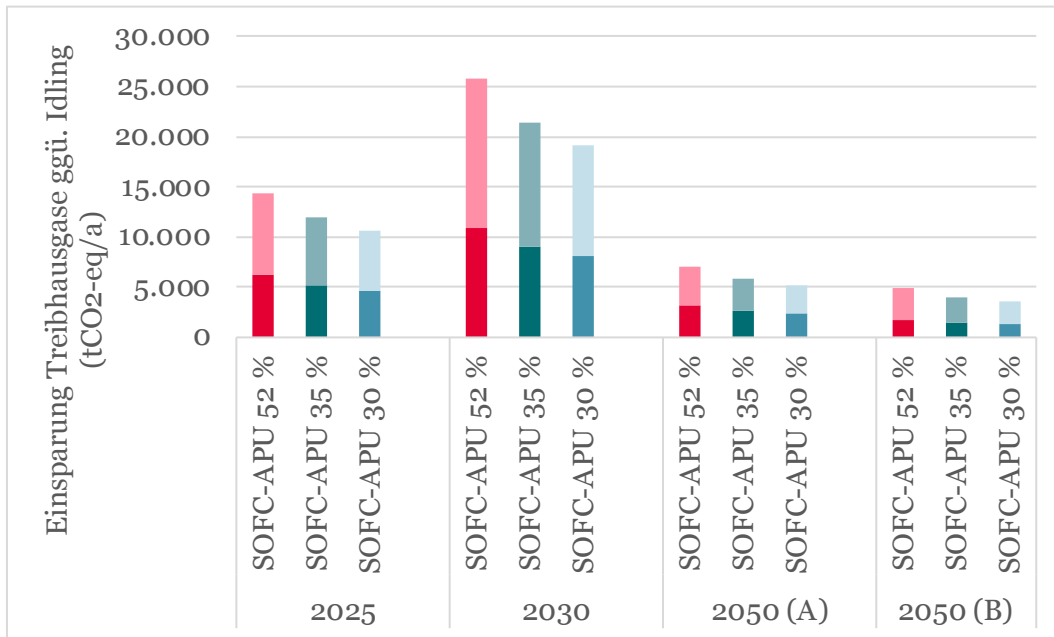
#### 4.3 Potentielle Kohlendioxideinsparungen im Anwendungsfall 1 (Bahn)

Zur Berechnung der aus der Kraftstoffeinsparung (siehe Kapitel 4.1) resultierenden Kohlendioxideinsparung werden die in Tabelle 14 angegebenen Emissionsfaktoren für fossilen und synthetischen Diesel mit den in Tabelle 15 angenommenen Anteilen des synthetischen Diesels am zukünftigen Dieselkraftstoffmix kombiniert, um die Emissionsfaktoren des Kraftstoffmix zu erhalten. Diese sind in Tabelle 8 dargestellt.

**Tabelle 8: Emissionsfaktoren des zukünftigen Dieselmotormix' aus fossilem und synthetischem Diesel in kgCO<sub>2</sub>-eq/L**

<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
3,09	2,43	0,39

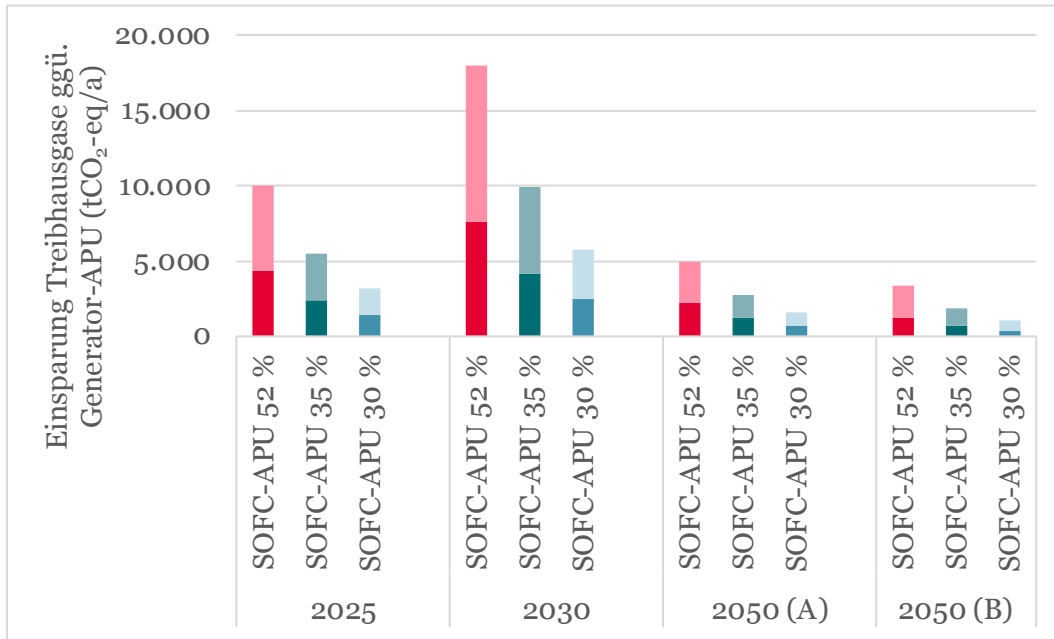
Die potentielle Einsparung von Treibhausgasen durch Verwendung einer SOFC-APU gegenüber dem Idling des Großmotors ist in Abbildung 29 dargestellt.



**Abbildung 29: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Idling des Großmotors, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)**

In die Berechnung einbezogen wurde nur derjenige Anteil der Triebfahrzeuge, welcher gemäß der in Tabelle 13 getroffenen Annahmen über eine APU verfügt. Für 2050 wurde in Fall (A) wie Fall (B) eine vollständige Ausstattung der Fahrzeugflotte mit APU angenommen. Die absoluten Einsparungen gehen dennoch im zeitlichen Verlauf zurück, was auf eine insgesamt abnehmende Anzahl der dieselbetriebenen Fahrzeuge zurückzuführen ist.

Die potentielle Einsparung von Treibhausgasen durch Verwendung einer SOFC-APU gegenüber einer Generator-APU mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 25 % ist in Abbildung 30 dargestellt.



**Abbildung 30: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen im deutschen Schienenverkehr durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)**

Die potentiellen Einsparungen fallen naturgemäß geringer aus als im Vergleich zum Idling, erreichen bei einer hohen Effizienz der SOFC-APU jedoch bis zu 18.000 t CO<sub>2</sub>-eq jährlich.

#### 4.4 Potentielle Kohlendioxideinsparungen im Anwendungsfall 2 (Reefer)

Für Reefer als zweiten Anwendungsfall ist die potentielle Einsparung von Treibhausgasen durch Verwendung einer SOFC-APU gegenüber einer Generator-APU mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 25 % in Abbildung 31 dargestellt. Bis 2030 liegen Minimum (hell) und Maximum (dunkel) aufgrund einer einheitlichen Prognose für den Zuwachs an Kühlcontainern noch zusammen, in 2050 gehen sie jedoch aufgrund unterschiedlicher angenommener Wachstumsraten auseinander.

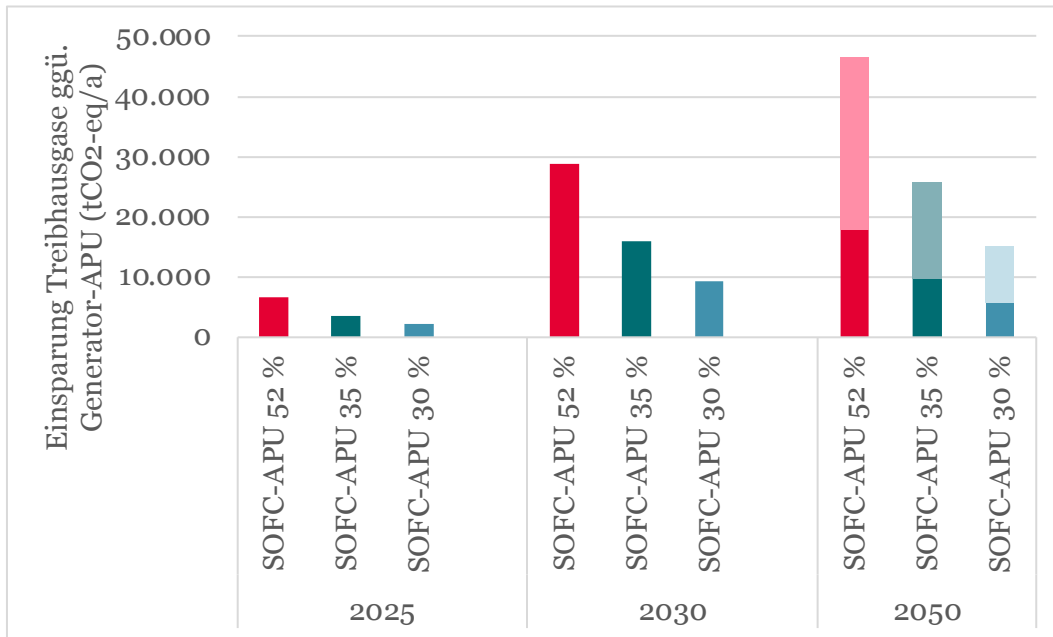


Abbildung 31: Potentielle Emissionseinsparungen von Treibhausgasen bei Kühlcontainern in Deutschland durch Verwendung einer SOFC-APU mit verschiedenen Wirkungsgraden gegenüber Generator-APU mit 25 % angenommenem Wirkungsgrad, Minimum (dunkel) und Maximum (hell)

Durch den Austausch der Reefer am Ende ihrer Nutzungsdauer nach durchschnittlich 13 Jahren und die getroffene Annahme, dass ab 2025 drei Viertel der neuen Kühlcontainer mit einer APU ausgestattet sind, nimmt die eingesparte Kraftstoffmenge und damit die Emissionseinsparung zwischen 2025 und 2030 zu. Je nach unterstelltem Wirkungsgrad der SOFC-APU können fast 10.000 bzw. 30.000 Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich eingespart werden. In Falle steigender Effizienz der Reefer selbst (Annahme: -25 % Energieverbrauch ab 2025, noch einmal -25 % Energieverbrauch ab 2038) sinken auch die absoluten Einsparungen, wie im Vergleich zwischen den Jahren 2030 und 2050 zu sehen ist. Für die höchste angenommene Wachstumsrate von 8 % werden in 2050 die Emissionseinsparungen durch Mengeneffekte kompensiert.

#### 4.5 Ausblick auf zukünftige Produktionskapazitäten und Bedarf

Um die Größenordnung des ermittelten zukünftigen Bedarfs an synthetischem Diesel für die beiden Anwendungsfälle (Bahn und Reefer) darzustellen, werden diese in Abbildung 32 den geplanten Produktionskapazitäten von zwei beispielhaft ausgewählten Projekten zur PtL-Produktion gegenübergestellt. Zusätzlich ist die Menge an synthetischem Diesel dargestellt, die nach heutiger Einschätzung als unvermeidbares Nebenprodukt bei der Produktion von synthetischem Kerosin für die Luftfahrt anfallen könnte.

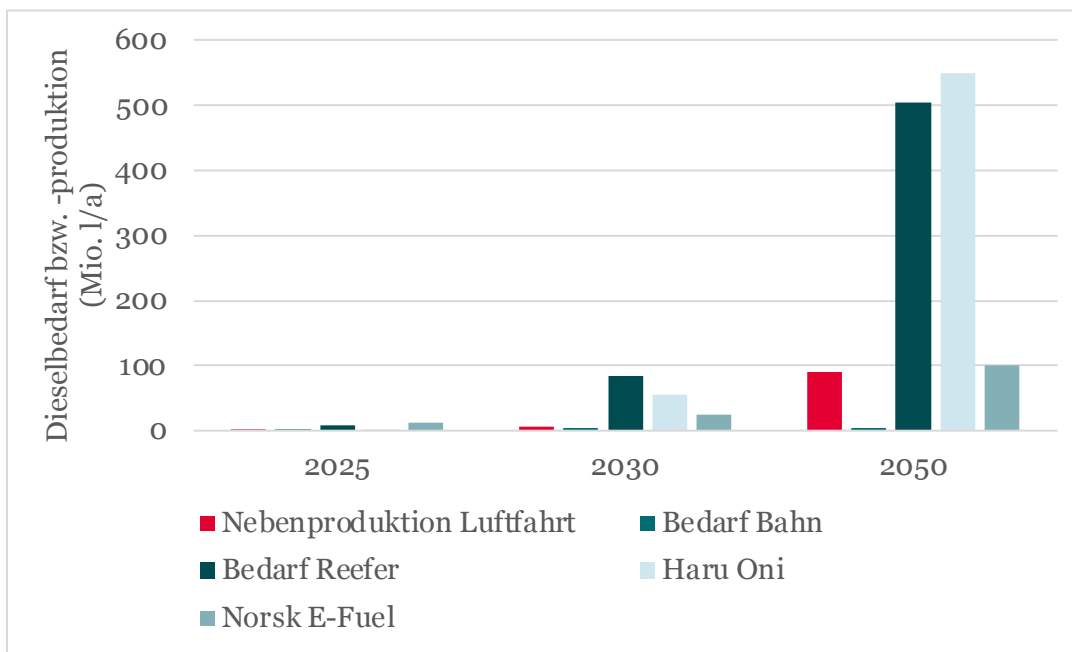


Abbildung 32: Zukünftiger E-Dieselbedarf in den untersuchten Anwendungsfällen und potentielle Produktionskapazitäten für E-Fuels von Norsk E-Fuel und Haru Oni (Chile) im Vergleich

Für den Flugverkehr ist zur Umsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) eine verbindliche Quote von 0,5 % für E-Kerosin ab 2026 eingeführt worden (Bundesregierung, 2021; RED II, 2018; Zhou et al., 2022). Da bei der Herstellung von synthetischem Kerosin typischerweise auch ca. 2,5 % synthetischer Diesel anfallen, ergeben sich die in Abbildung 32 dargestellten Dieselmengen als Nebenprodukt. Der Dieselbedarf für den Schienenverkehr sowie für die deutschen in Umlauf befindlichen Reefer ist dieser Nebenproduktion gegenübergestellt. Weiterhin sind mit Haru Oni und Norsk E-Fuel zwei exemplarische Pilotprojekte zur E-Fuel Produktion in den Vergleich mit aufgenommen, wenngleich das aktuell geplante Zielprodukt in beiden Fällen kein E-Diesel ist.

In der Anlage Haru Oni wird im chilenischen Patagonien über die Methanol-Route synthetisches Benzin hergestellt, in Norwegen handelt es sich bei Norsk E-Fuel um eine Anlage mit dem Ziel der E-Kerosin Produktion. Anhand der Beispielprojekte soll jedoch grundsätzlich aufgezeigt werden, wie sich die Produktionskapazitäten dieser aktuell im Aufbau befindlichen Anlagen relativ zum Bedarf in den untersuchten Anwendungsfällen (Bahn und Reefer) verhalten.

Dargestellt sind die geplanten Produktionskapazitäten nach Angaben der jeweiligen Projektpartner und Pressemeldungen in Mio. Liter pro Jahr, wobei die kontinuierliche Anpassung der Ziele beider Projekte anzumerken ist. So wurde der Konstruktionsbeginn der Pilotanlage von Norsk E-Fuel immer weiter nach hinten verschoben, aktuell auf nach 2025, die anvisierten Produktionsmengen bei voller Kapazität jedoch erhöht auf über 250 Mio. Liter jährlich nach 2030 (Norsk E-Fuel, 2024). Erst die konkrete Umsetzung wird die genauen Zeitpunkte und Kapazitäten zeigen; hier dienen die Angaben zunächst der Veranschaulichung von Relationen. Zum Vergleich wurden die Dieselbedarfe in den untersuchten Anwendungsfällen ebenfalls in Mio. Liter pro Jahr umgerechnet und eine Dichte von  $780 \text{ kg/m}^3$  bei  $15 \text{ °C}$  angenommen. (Hauptmeier, 2021; HIF Global, 2023; Hydrogen Council, 2022; sunfire GmbH, 2022)

## 5 Schlussfolgerungen

Die Rückverstromung von synthetischem Dieselkraftstoff in hocheffizienten SOFC-APUs stellt in auf andere Weise nicht oder nur schwer zu dekarbonisierenden Nischenanwendungen wie dem Schienenverkehr und dem Transport gekühlter Produkte in Reefern eine interessante und, je nach Wirkungsgrad sowie Marktvolumen, betriebswirtschaftlich sinnvolle Technologieoption dar. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse in Kapitel 3 sind aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit hinsichtlich der sich noch in Entwicklung befindlichen SOFC-Technologie zwar mit starken Unsicherheiten behaftet, dennoch erlauben sie die Ableitung klarer grundsätzlicher Trends. So kann über die Steigerung der Produktionsmenge perspektivisch eine große Kostensenkung erreicht werden, die größte beim Übergang von 100 auf 1.000 Systeme, wobei die Skaleneffekte für den Stack deutlicher hervortreten als für die übrigen Systemkomponenten. Letztere machen jedoch über 60 % der Systemkosten aus, mit steigendem Anteil bei größeren Produktionsmengen (Battelle Memorial Institute, 2014; Scataglini et al., 2015).

Bezogen auf den Anwendungsfall Bahn und im Vergleich zur Nicht-Investition in eine Alternativtechnologie (Beibehaltung des Idlings) besitzt die SOFC-APU durchweg einen positiven Netto-Kapitalwert. Im Vergleich zur Generator-APU und zu den Gensets im Anwendungsfall Reefer ist die SOFC-APU entweder ab sehr hoher Effizienz von mindestens 53 %<sup>4</sup> oder ab Marktvolumina oberhalb von 1.000 Stück (bei einem Wirkungsgrad von 35 %) vorteilhaft. Folgt die Dieselpreisentwicklung der Prognose in (Öko-Institut et al., 2022), ist ein Wirkungsgrad von 35 % und ein Marktvolumen von 1.000 Stück bereits ausreichend zur Konkurrenzfähigkeit der SOFC Technologie. Zur Veranschaulichung: Werden die Annahmen zu den Anteilen der Dieseltriebzüge bzw. Reefer mit SOFC-APU aus Tabelle 13 in absolute Anzahlen übersetzt, ergeben sich für beide Anwendungsfälle zusammen in Deutschland im Jahr 2025 potentielle Marktvolumina von etwa 1.700 Einheiten, in 2030 bereits 8.600 Einheiten und in 2050 mindestens 55.000 Einheiten.

In den Kapiteln 4.1 bis 4.4 wird zudem ersichtlich, dass durch den Einsatz einer SOFC-APU in Dieseltriebzügen und Reefern nennenswerte Einsparungen von Kraftstoff sowie THG-Emissionen erzielt werden können. Wenngleich, auf den gesamten deutschen Verkehrssektor gesehen, diese Einsparungen eher marginal erscheinen mögen, besitzt die Technologie dennoch Relevanz, da sie für auf andere Weise nicht oder nur sehr schwer zu dekarbonisierende Nischenanwendungen gegenüber der Weiternutzung von Verbrennungsmotoren eine effizientere Verwendung von synthetischem Diesel ermöglicht. Ein Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen wird in diesen speziellen Anwendungsbereichen mit großer Wahrscheinlichkeit auf absehbare Zeit bestehen bleiben. Gleichzeitig ist die Herstellung strombasierter Flüssigkraftstoffe gegenwärtig mit einem hohen Primärenergieaufwand verbunden (in etwa Faktor fünf), sodass deren gezielter sowie effizienter Gebrauch essentiell ist. Dieser Aspekt wird in (Götz, Schnurr, et al., 2024) eingehender behandelt.

<sup>4</sup> Die Firma Bosch bewirbt ein SOFC-System auf Basis von Erdgas, Wasserstoff oder Biogas mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 60 %, welches ab 2024 auf den Markt kommen soll (Robert Bosch GmbH, 2023).

Vermiedene Emissionen von Luftschadstoffen über Treibhausgase hinaus wurden aufgrund der unzureichenden Datenlage in der Betrachtung ausgeklammert, obwohl dieser Aspekt auch in der techno-ökonomischen Analyse der SOFC-APU zu weiterem Vorteil gereichen könnte, da die betrachteten Alternativtechnologien basierend auf Verbrennungsmotoren zukünftige Emissionsgrenzwerte (z.B. bezüglich NO<sub>x</sub> oder Feinstaub) gegebenenfalls nicht mehr einhalten können und somit als Alternative ausscheiden werden. Hierzu besteht weiterer Forschungsbedarf.

Zudem können bei gegebener Skalierbarkeit der Leistung und sinkenden spezifischen Investitionskosten auch weitere Anwendungsfelder für SOFC-APUs erschlossen werden. Eine Herausforderung stellt vor diesem Hintergrund insbesondere die weitere Reduktion der Abmessungen sowie des Gewichts dar, was den Einsatz von SOFC-APUs auch in neuen (mobilen) Anwendungen oder bei geringem Raumangebot wie beispielsweise in Mobilheimen, Tiny Houses und auf Booten ermöglichen würde. Zudem ist die Hochtemperatur-Brennstoffzelle aufgrund vergleichsweise langer Anlaufzeiten und verfrühter Degradationserscheinungen nach aktuellem Stand primär für einen möglichst kontinuierlichen Betrieb geeignet.

Zusätzlich sind aus der gesellschaftlichen Perspektive die Chancen und Herausforderungen bezüglich synthetischer Kraftstoffe im Allgemeinen zu betrachten, welche in (Götz, Adisorn, et al., 2024) erläutert werden.

Aus techno-ökonomischer sowie ökologischer Sicht sind somit insbesondere weitere Anstrengungen zur Steigerung des Wirkungsgrades und zur Verringerung der spezifischen Investitionskosten der SOFC-APU als sinnvoll zu erachten.



## 6 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (2021). *Bilanz 2019*. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>
- AG Energiebilanzen e.V. (2022). *Bilanz 2020*. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, & Frontier Economics. (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. [https://static.agora-ener-giewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynKost\\_Study\\_EN\\_WEB.pdf](https://static.agora-ener-giewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf)
- Battelle Memorial Institute. (2014). *Manufacturing Cost Analysis of 1 kW and 5 kW Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) for Auxilliary Power*. [https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/06/f16/fcto\\_battelle\\_cost\\_analysis\\_apu\\_feb2014.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/06/f16/fcto_battelle_cost_analysis_apu_feb2014.pdf)
- Battelle Memorial Institute. (2017). *Manufacturing Cost Analysis of 1, 5, 10 and 25 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/manufacturing-cost-analysis-1-5-10-and-25-kw-fuel-cell-systems-primary>
- Brodrick, C.-J., Lipman, T. E., Farshchi, M., Lutsey, N. P., Dwyer, H. A., Sperling, D., Gouse, III, S. W., Harris, D. B., & King, F. G. (2002). Evaluation of fuel cell auxiliary power units for heavy-duty diesel trucks. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 7(4), 303–315. [https://doi.org/10.1016/S1361-9209\(01\)00026-8](https://doi.org/10.1016/S1361-9209(01)00026-8)
- Brooks, K. (2018, Juni 13). *Demonstration of Fuel Cell Auxiliary Power Unit (APU) to Power Truck Refrigeration Units (TRUs) in Refrigerated Trucks*. [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/mt014\\_brooks\\_2018\\_p.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/mt014_brooks_2018_p.pdf)
- Bundesanstalt Technisches Hilfswerk. (2013). *Datenblatt: Wilo-Drain TP 100E250/84*. [https://ov-ueberlingen.thw.de/fileadmin/\\_migrated/content\\_uploads/Wilo\\_Drain\\_TP\\_100E250\\_84.pdf](https://ov-ueberlingen.thw.de/fileadmin/_migrated/content_uploads/Wilo_Drain_TP_100E250_84.pdf)
- Bundesregierung. (2021). *PtL-Roadmap*. [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile)
- Burchardt, J., Franke, K., Herhold, P., Hohaus, M., Humpert, H., Päiväranta, J., Richenhagen, E., Ritter, D., Schönberger, S., Schröder, J., Strobl, S., Tries, C., & Türpitz, A. (2021). *Klimapfade 2.0—Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft* (S. 242) [Gutachten]. <https://bdi.eu/media/publikationen#/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft>
- de Klerk, A. (2011). *Fischer-Tropsch Refining*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Decker, C. T., Johannes, A. C., Alvey, J. B., Masters, B. C., Lux, S. M., Page, M. A., Chu, D., Smith, K. C., Wolf, K. T., & Roege, P. (2016). *Opportunities for Waste Heat Recovery at Contingency Bases* (ERDC/CERL TR-16-30). <https://apps.dtic.mil/sti/pdfs/AD1025139.pdf>
- dena. (2021). *Aufbruch Klimaneutralität* (S. 312) [Abschlussbericht]. dena. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)

- dena, & LBST. (2017). „E-Fuels Study“: *The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU*. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9219\\_E-FUELS-STUDY\\_The\\_potential\\_of\\_electricity\\_based\\_fuels\\_for\\_low\\_emission\\_transport\\_in\\_the\\_EU.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9219_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf)
- Deutsche Bahn AG. (2018, November 15). *Positive Umweltbilanz für Hybrid-Rangierlokomotiven*. <https://nachhaltigkeit.deutschebahn.com/de/news/hybridlokomotive>
- Deutsche Bahn AG. (2022a). *Kennzahlen 2021*. [https://www.deutschebahn.com/de/konzern/konzernprofil/zahlen\\_fakten/kennzahlen\\_2021-7537088](https://www.deutschebahn.com/de/konzern/konzernprofil/zahlen_fakten/kennzahlen_2021-7537088)
- Deutsche Bahn AG. (2022b). *Neue klimafreundliche Lokflotte auf dem Weg*. [https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart\\_zentrales\\_uebersicht/DB-Cargo-Neue-klimafreundliche-Lokflotte-auf-dem-Weg--7156384](https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/DB-Cargo-Neue-klimafreundliche-Lokflotte-auf-dem-Weg--7156384)
- Deutsche Bahn AG. (2023). *Integrierter Bericht 2022*. [https://ir.deutschebahn.com/fileadmin/Deutsch/2023/Berichte/DB\\_IB22\\_d.pdf](https://ir.deutschebahn.com/fileadmin/Deutsch/2023/Berichte/DB_IB22_d.pdf)
- Dittus, H., Hülsebusch, D., & Ungethüm, J. (2011). Reducing DMU fuel consumption by means of hybrid energy storage. *European Transport Research Review*, 3(3), Article 3. <https://doi.org/10.1007/s12544-011-0053-6>
- ELMAG. (2023). *Mobile Beleuchtungs- & Notstromanlagen*. <https://www.elmag.at/de/stromerzeuger/mobile-beleuchtungs-und-notstromanlagen.html>
- Ensol Systems. (2022). *Fuel Cells*. <https://www.ensolsystems.com/product-categories/fuel-cells/>
- Estermann, J. (2019). *Energiesparpaket III für DTZ*. Bundesamt für Verkehr BAV. [https://www.bav.admin.ch/dam/bav/de/dokumente/themen/umwelt/energiestrategie-projekte/schlussbericht\\_P\\_051.pdf.download.pdf/Schlussbericht\\_P\\_051.pdf](https://www.bav.admin.ch/dam/bav/de/dokumente/themen/umwelt/energiestrategie-projekte/schlussbericht_P_051.pdf.download.pdf/Schlussbericht_P_051.pdf)
- Eurostat. (2022, Oktober 21). *Road freight transport by distance class, 2021*. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Road\\_freight\\_transport\\_by\\_distance\\_class\\_2021.png#file](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Road_freight_transport_by_distance_class_2021.png#file); 2020 ([https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Road\\_freight\\_transport\\_statistics#Transport\\_in\\_all\\_distance\\_classes\\_increased\\_in\\_2021](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Road_freight_transport_statistics#Transport_in_all_distance_classes_increased_in_2021))
- Fassbinder, S. (2019). *Wie Energie-effizient ist der Bahnverkehr wirklich?* (S. 57). Deutsches Kupferinstitut. [https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS\\_200113\\_BahnEffizienz.pdf](https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS_200113_BahnEffizienz.pdf)
- Filina-Dawidowicz, L., & Filin, S. (2019). Innovative energy-saving technology in refrigerated containers transportation. *Energy Efficiency*, 12(5), 1151–1165. <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9729-2>
- Fitzgerald, W. B., Howitt, O. J. A., Smith, I. J., & Hume, A. (2011). Energy use of integral refrigerated containers in maritime transportation. *Energy Policy*, 39(4), 1885–1896. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.015>

- Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV). (o. J.). *Containerhandbuch*. Abgerufen 10. Februar 2023, von [https://www.containerhandbuch.de/chb/wild/index.html?/chb/wild/wild\\_07\\_06.html](https://www.containerhandbuch.de/chb/wild/index.html?/chb/wild/wild_07_06.html)
- Global Reefer Container Market Analysis Report 2020-2030: Size (20 Feet, 40 Feet, More than 40 Feet), Transportation Mode (Seaways, Roadways, Railways)*. (2021, April 9). <https://www.businesswire.com/news/home/20210409005143/en/Global-Reefer-Container-Market-Analysis-Report-2020-2030-Size-20-Feet-40-Feet-More-than-40-Feet-Transportation-Mode-Seaways-Roadways-Railways---ResearchAndMarkets.com>
- Götz, T., Adisorn, T., Tholen, L., & Kaselofsky, J. (2024). *Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels (ESyRE): Chancen und Herausforderungen, Teilbericht 3.1, AP 3.4* [Endbericht]. Wuppertal Institut.
- Götz, T., Schnurr, B., Labunski, F., Kaselofsky, J., & Pössinger, J. (2024). *Effiziente Synthese und Rückverstromung von E-Fuels (ESyRE): Umweltwirkungsanalyse, Teilbericht 2, AP 3.3* [Endbericht]. Wuppertal Institut.
- Harrison, T. J., Midgley, W. J., Goodall, R. M., & Ward, C. P. (2021). Development and control of a rail vehicle model to reduce energy consumption and carbon dioxide emissions. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part F: Journal of Rail and Rapid Transit*, 235(10), 1237–1248. <https://doi.org/10.1177/0954409721993632>
- Hauptmeier, K. (2021). *Norsk E-Fuel. Industrializing PtL for the renewable markets of tomorrow*. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Artikel/210615\\_Norsk-e-Fuel\\_Industrializing\\_PtL\\_for\\_the\\_renewable\\_markets\\_of\\_tomorrow.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Artikel/210615_Norsk-e-Fuel_Industrializing_PtL_for_the_renewable_markets_of_tomorrow.pdf)
- Heavy-Duty Engine and Vehicle Omnibus Regulation, Title 13 Final Regulation Order (2021). <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/barcu/regact/2020/hdomnibuslownox/froa-1.pdf>
- HIF Global. (2023). *About Haru Oni. Key Stats*. <https://hifglobal.com/location/haru-oni/>
- Hoppecke. (2021). *Wartungsarme und extrem robuste Batterien für Leuchttürme*. <https://www.hoppecke.com/de/stories/show/wartungsarme-und-extrem-robuste-batterien-fuer-leuchttuermen/>
- Hydrogen Council. (2022, Oktober 14). *Haru Oni: Treibstoff aus Wind und Wasser*. <https://hydrogencouncil.com/de/haru-oni-fuel-from-wind-and-water/>
- Kasten, P. (2020). *E-Fuels im Verkehrssektor*. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/E-Fuels-im-Verkehrssektor-Hintergrundbericht.pdf>
- Klebsch, D. W., Heining, P., & Martin, J. (2019). *Alternativen zu Dieseltriebzügen im SPNV* (S. 116). <https://www.vde.com/topics-de/mobility/alternative-antriebskonzepte>
- Kost, C., Shammugan, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A. D., & Schlegl, T. (2021). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf)
- Krail, M., Speth, D., Gnann, T., & Wietschel, M. (2021a). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien—Modul Verkehr*.

- Krail, M., Speth, D., Gnann, T., & Wietschel, M. (2021b). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Modul Verkehr* (S. 75) [Final]. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI.
- LBST, DNV GL, & IfS. (2019). *Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt*. <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/studie-strombasierte-kraftstoffe-fuer-brennstoffzellen-in-der-binnenschifffahrt/>
- Lundsgaard, C. A., Madsen, K., Hansen, B., Götz, T., Barthel, C., Gokarakonda, S., & Rivière, P. (2020). *Preparatory study on Refrigerated Containers*.
- MEG GmbH. (2018). *H3—Neue Hybridloks von Alstom im Einsatz bei der MEG*. <https://www.meg-bahn.de/hr-neue-hybridloks-von-alstom-im-einsatz-bei-der-meg/>
- Milius, B., Boev, P., Ebrecht, B., Walter, D., & Zimmermann, U. (2023). *Batterietriebzug für nicht- oder nur teil-elektrifizierte Strecken des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV)* (S. 38) [Endbericht]. Technische Universität Berlin. [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/02/Abschlussbericht\\_BEMU\\_Versand\\_v1.1\\_oeffentlich.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/02/Abschlussbericht_BEMU_Versand_v1.1_oeffentlich.pdf)
- Minibagger 300.9D VPS & HPU300*. (o. J.). Emissionsfrei Dank Elektroantrieb. [https://www.cat.com/de\\_DE/products/new/equipment/excavators/mini-excavators/1000026500.html](https://www.cat.com/de_DE/products/new/equipment/excavators/mini-excavators/1000026500.html)
- Norsk E-Fuel. (2024). *Projects—Scaling production to make aviation sustainable*. <https://www.norsk-e-fuel.com/projects>
- Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES GmbH, & Thünen-Institut. (2022). *Projektionsbericht 2021 für Deutschland*. [https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/projektionsbericht\\_2021\\_bf.pdf](https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/projektionsbericht_2021_bf.pdf)
- Olmos, J., Gandiaga, I., Lopez, D., Larrea, X., Nieva, T., & Aizpuru, I. (2020). In-depth Life Cycle Cost Analysis of a Li-ion Battery-based Hybrid Diesel-Electric Multiple Unit. *2020 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/VPPC49601.2020.9330908>
- OWI Science for Fuels gGmbH. (2022). *Entwicklung eines Brennstoffzellensystems auf Basis von Diesel und Erdgas als Kraftstoff zur umweltschonenden Bordstromversorgung von Fahrgastschiffen*. <https://www.owi-aachen.de/forschung-entwicklung/energiesysteme/brennstoffzellensysteme/schiffe/multischibz/>
- Powell, J. P., González-Gil, A., & Palacin, R. (2014). Experimental assessment of the energy consumption of urban rail vehicles during stabling hours: Influence of ambient temperature. *Applied Thermal Engineering*, *66*(1), 541–547. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.02.057>
- Prognos. (2020). *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger* (S. 107) [Endbericht]. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationpfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationpfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile)
- Prognos, Wuppertal Institut, & Öko-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. 120.

*Reefer Container Market Size, Trend, Revenue & Forecast 2030*. (2021, Februar). P&S Intelligence. <https://www.psmarketresearch.com/market-analysis/reefer-container-market-report>

Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, L 328 EU 2018/2001 128 (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

Robert Bosch GmbH. (2023). *So revolutionieren stationäre Brennstoffzellen die Stromversorgung*. <https://www.bosch.com/de/stories/festoxid-brennstoffzellen-sofc-system/>

Scataglini, R., Mayyas, A., Wei, M., Chan, S. H., Lipman, T., Gosselin, D., D'Alessio, A., Breunig, H., Colella, W. G., & James, B. D. (2015). *A Total Cost of Ownership Model for Solid Oxide Fuel Cells in Combined Heat and Power and Power-Only Applications*. [https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/06/f32/fcto\\_lbnl\\_total\\_cost\\_ownership\\_sofc\\_systems.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/06/f32/fcto_lbnl_total_cost_ownership_sofc_systems.pdf)

Schaal, S. (2020a, Januar 24). *Toshiba baut ab 2021 Hybrid-Loks in Rostock*. <https://www.electrive.net/2020/01/24/toshiba-baut-ab-2021-hybrid-loks-in-rostock/>

Schaal, S. (2020b, September 14). *DB Cargo bestellt bis zu 400 Hybrid-Loks bei Siemens*. <https://www.electrive.net/2020/09/14/db-cargo-bestellt-bis-zu-400-hybrid-loks-bei-siemens/>

Schemme, S. (2020). Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>. *Energie & Umwelt /Energy & Environment*, 511. <https://publications.rwth-aachen.de/record/803938/files/803938.pdf>

Schneidewind, U. (2018). *Die große Transformation, Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels* (K. Wiegandt & H. Welzer, Hrsg.). Fischer Verlag.

Silverman, R. E., Flores, R. J., & Brouwer, J. (2020). Energy and economic assessment of distributed renewable gas and electricity generation in a small disadvantaged urban community. *Applied Energy*, 280, 115974. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115974>

Statistisches Bundesamt. (2023). *Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihe von Januar 2005 bis Dezember 2022*.

Stodolsky, F., Gaines, L., & Vyas, A. (2000). *Analysis of Technology Options to Reduce the Fuel Consumption of Idling Trucks*. <https://www.osti.gov/biblio/771201>

sunfire GmbH. (2021). *Sichere Versorgung mit sauberer Energie*. [https://home.sunfire.de/files/sunfire/images/content/landingpages/home/Sunfire-Home\\_Broschu%CC%88re\\_2021.pdf](https://home.sunfire.de/files/sunfire/images/content/landingpages/home/Sunfire-Home_Broschu%CC%88re_2021.pdf)

sunfire GmbH. (2022, Februar 28). *GREEN KEROSINE FROM 2024: NORSK E-FUEL PRESENTS ITS PLANS*. <https://www.sunfire.de/en/news/detail/green-kerosine-from-2024-norsk-e-fuel-presents-its-plans>

Technikjournal. (2021, März 10). *CO<sub>2</sub>-EINSPARUNG AUF DER SCHIENE*. <https://technikjournal.de/innovation/mobilitaet/co2-einsparung-auf-der-schiene/>

United States Environmental Protection Agency. (2019). *Methodology for Estimating Emission Reductions and Cost Savings from Missoula Railyard Idle Reduction Policy and Auxiliary Power Unit Installation* (EPA-420-F-19-010). <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi?Dockkey=P100VY8M.pdf>

- UNITI e. V. (2020). *This is what climate-neutral fuels will cost in the future*. <https://www.uniti.de/fileadmin/publikationen/UI/UNITI%20information%20-%20international%20eFuel%20costs.pdf>
- US EPA, O. (2017, August 14). *Rail Facility Best Practices to Improve Air Quality* [Overviews and Factsheets]. <https://www.epa.gov/ports-initiative/rail-facility-best-practices-improve-air-quality>
- VDMA e. V. Allgemeine Lufttechnik, & Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH. (2019). *Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland* (S. 102). Forschungsrat Kältetechnik e. V. [https://www.fuchs.com/fileadmin/schmierstoffe/Produkte/Lieferprogramm/Industrieschmierstoffe/Kaeltemaschinenoele/Energiebedarf\\_fuer\\_Kaeltetechnik\\_in\\_Deutschland\\_Herausgeber\\_Forschungsrat\\_Kaeltetechnik\\_e.V.\\_im\\_VDMA.pdf](https://www.fuchs.com/fileadmin/schmierstoffe/Produkte/Lieferprogramm/Industrieschmierstoffe/Kaeltemaschinenoele/Energiebedarf_fuer_Kaeltetechnik_in_Deutschland_Herausgeber_Forschungsrat_Kaeltetechnik_e.V._im_VDMA.pdf)
- Verordnung (EU) 2016/1628, Pub. L. No. 2016/1628, 65 (2016). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1628&from=ES>
- Wachsmann, E. D., & Singhal, S. C. (2009). Solid Oxide Fuel Cell Commercialization, Research, and Challenges. *The Electrochemical Society Interface*, 18(3), 7.
- Walther, C., Forkert, S., Hecht, M., Culemann, C.-R., & Stephan, A. (2021). *Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Abschlussbericht zur Studie „Elektrifizierungsvarianten für das deutsche Schienennetz“* (S. 204) [Abschlussbericht]. PTV Planung Transport Verkehr AG. [file:///Users/birte.schnurr/Downloads/MKS\\_KE\\_final\\_28\\_06.pdf](file:///Users/birte.schnurr/Downloads/MKS_KE_final_28_06.pdf)
- Wang, L. (2014). *Energy Efficiency for Diesel Passenger Trains* [Master's Thesis]. University of Birmingham.
- Whiston, M. M., Azevedo, I. M. L., Litster, S., Samaras, C., Whitefoot, K. S., & Whitacre, J. F. (2019). Meeting U.S. Solid Oxide Fuel Cell Targets. *Joule*, 3(9), 2060–2065. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.07.018>
- Whiston, M. M., Lima Azevedo, I. M., Litster, S., Samaras, C., Whitefoot, K. S., & Whitacre, J. F. (2021). Paths to market for stationary solid oxide fuel cells: Expert elicitation and a cost of electricity model. *Applied Energy*, 304, 117641. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117641>
- Wille, N., Pfaff, R., Nolte, R., Vetter, M., Hohn, M., & Tappert, T. (2020). *Innovatives Triebfahrzeug* (S. 147) [Abschlussbericht]. SCI Verkehr GmbH. [https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/E/innovatives-triebfahrzeug-abschlussbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/E/innovatives-triebfahrzeug-abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile)
- Zahoransky, R., Dengler, P., & Geimer, M. (2011, September). Potential of Reduced Fuel Consumption of Diesel-Electric APUs at Variable Speed in Mobile Applications. *10th International Conference on Engines & Vehicles*. <https://doi.org/10.4271/2011-24-0075>
- Zenith, F., Isaac, R., Hoffrichter, A., Thomassen, M. S., & Møller-Holst, S. (2020). Techno-economic analysis of freight railway electrification by overhead line, hydrogen and batteries: Case studies in Norway and USA. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part F: Journal of Rail and Rapid Transit*, 234(7), 791–802. <https://doi.org/10.1177/0954409719867495>

Zhou, Y., Searle, S., & Pavlenko, N. (2022). *Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe* (Working Paper 2022–14; S. 15). International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-us-europe-current-future-cost-ekerosene-us-europe-mar22.pdf>

## 7 Anhang

Anhang 1:

**Tabelle 9: Triebfahrzeugbestand nach Sparte und Bereich sowie Bedarf neuer Fahrzeuge, eigene Aufstellung nach (Wille et al., 2020)**

<b>Bestand</b>				
<b>Sparte</b>	<b>Bereich</b>	<b>Anzahl Diesel-Fahrzeuge</b>	<b>Bedarf neuer FZ bis 2030</b>	<b>Bedarf neuer FZ bis 2050</b>
<b>SGV</b>	Schweres Rangieren	2000	-	2000
	Nahverkehrsbedienung	250-300	-	250
	Streckenfahren	450	-	400-500
	Leichtes Rangieren	-	-	-
	Korridor-Streckenfahren	-	-	-
<b>SPV</b>	RB	2650	1350	1150
	RE	50	-	-
	S-Bahn	-	-	-
	IC	-	-	-
	ICE	-	-	-

Anhang 2:

**Tabelle 10: Anzahl der jeweiligen Triebfahrzeuge nach Sparte, Bereich und Antriebsart, Prognose für 2030 gemäß Flottenszenario TrendPlus in (Wille et al., 2020), für 2050 zusätzlich gemäß eigenen Annahmen: Neuanschaffungen ab 2030 in (A) SGV: 50 % hybrid, 25 % elektrisch, 25 % Wasserstoff; SPV: je 50 % elektrisch und Wasserstoff, in (B) SGV und SPV: je 50 % elektrisch und Wasserstoff**

<b>Jahr</b>	<b>Sparte</b>	<b>Bereich</b>	<b>Dieselbestand</b>	<b>Diesel neu</b>	<b>hybrid</b>	<b>Elektr.</b>	<b>Wasserstoff</b>
<b>2030</b>	<b>SGV</b>	Schweres Rangieren	1813	0	94	93	0
		Streckenfahren	119	12	156	0	0
		Nahverkehrsbedienung	303	0	59	59	29
	<b>SPV</b>	DMU RB	1365	870	0	514	771
		DMU RE	0	0	0	21	48
<b>2050 (A)</b>	<b>SGV</b>	Schweres Rangieren	0	0	1001	453	453
		Streckenfahren	12	0	216	30	30
		Nahverkehrsbedienung	0	0	211	76	76
	<b>SPV</b>	DMU RB	870	0	0	683	683
		DMU RE	0	0	0	0	0
<b>2050 (B)</b>	<b>SGV</b>	Schweres Rangieren	0	0	94	907	907
		Streckenfahren	12	0	156	60	60
		Nahverkehrsbedienung	0	0	59	152	152



Jahr	Sparte	Bereich	Dieselbe-stand	Diesel neu	hybrid	Elektr.	Wasserstoff	
	SPV	DMU RB		870	0	0	683	683
		DMU RE		0	0	0	0	0

## Anhang 3:

**Tabelle 11: Dieselbedarf Neufahrzeuge relativ zum durchschnittlichen Verbrauch der Bestandsfahrzeuge**

		Hybrid neu	Diesel neu
SGV	Schweres Rangieren	60 % <sup>1)</sup>	
	Streckenfahren	80 % <sup>2)</sup>	85 % <sup>5)</sup>
	Nahverkehrsbedien- ung	50 % <sup>3)</sup>	
SPV	DMU RB		
	DMU RE	50 % <sup>4)</sup>	90 % <sup>6)</sup>

1) Angenommene Kraftstoffeinsparung von 40 % als Mittelwert, da großes Angebot an Loks mit Dieselantrieb und Traktionsbatterie (35 %) und einer dieselektrischen Lok (50 %), (Deutsche Bahn AG, 2018; MEG GmbH, 2018; Schaal, 2020a)

2) Angenommene Kraftstoffeinsparung von 20 % nach (Schaal, 2020b)

3) Angenommene Kraftstoffeinsparung von 50 % nach (Technikjournal, 2021)

4) Annahme eines je hälftigen Betriebs dieselbasiert und elektrisch, daher 50 % Einsparung

5) Angenommene Kraftstoffeinsparung von 15 % bei neuen Dieselloks

6) Angenommene Kraftstoffeinsparung von 10 % bei neuen Dieseltriebzügen

## Anhang 4:

**Tabelle 12: Neuberechnete Energieverbräuche nach Betriebsszenario, eigene Berechnung in Anlehnung an (AG Energiebilanzen e.V., 2022; Wille et al., 2020)**

Sparte	Bereich	D-Lo-co alt	D-Lo-co neu	BD-Lo-co	BE-Lo-co	H-Lo-co
SGV <sup>1)</sup>	Schweres Rangieren	102.260,6	86.921,5	73.716	33.619	62.956
	Streckenfahren	1.604.266,1	1.363.626,2	1.359.646	539.284	1.032.957
	Nahverkehrsbedien- ung	228.999,4	194.649,5	164.721	61.770	123.541
SPV <sup>1)</sup>	DMU RB	787.215,5	708.493,9		255.536	558.520
	DMU RE	3.202.230,8	2.882.007,8		1.008.709	2.286.359

1) Angenommene Verteilung des Kraftstoffverbrauchs nach Sparte: 25 % SGV, 75 % SPV

## Anhang 5:

**Tabelle 13: Angenommener Anteil der Triebfahrzeuge bzw. Reefer mit APU im zeitlichen Verlauf**

mit APU	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bahn	10%	25%	50%	75%	90%	100%
Reefer min.	3%	14%	22%	38%	59%	75%
Reefer max.	3%	14%	23%	41%	61%	75%

## Anhang 6:

Tabelle 14: Emissionsfaktoren für fossilen und synthetischen Diesel (Götz, Schnurr, et al., 2024)

<b>kg CO<sub>2</sub>-eq/L Diesel</b>	<b>2021</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Fossil	3,09	3,09	3,09
E-Diesel			
Deutschland	3,16	1,28	0,07
Saudi-Arabien	4,44	2,00	0,68
Chile	4,20	2,26	0,12

## Anhang 7:

Tabelle 15: Angenommene Anteile synthetischen Diesels am zukünftigen Dieselkraftstoffmix

	<b>2021</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Fossil	95 %	50 %	0 %
E-Diesel	5 %	50 %	100 %
Deutschland	5 %	20 %	20 %
Saudi-Arabien	0 %	20 %	50 %
Chile	0 %	10 %	30 %