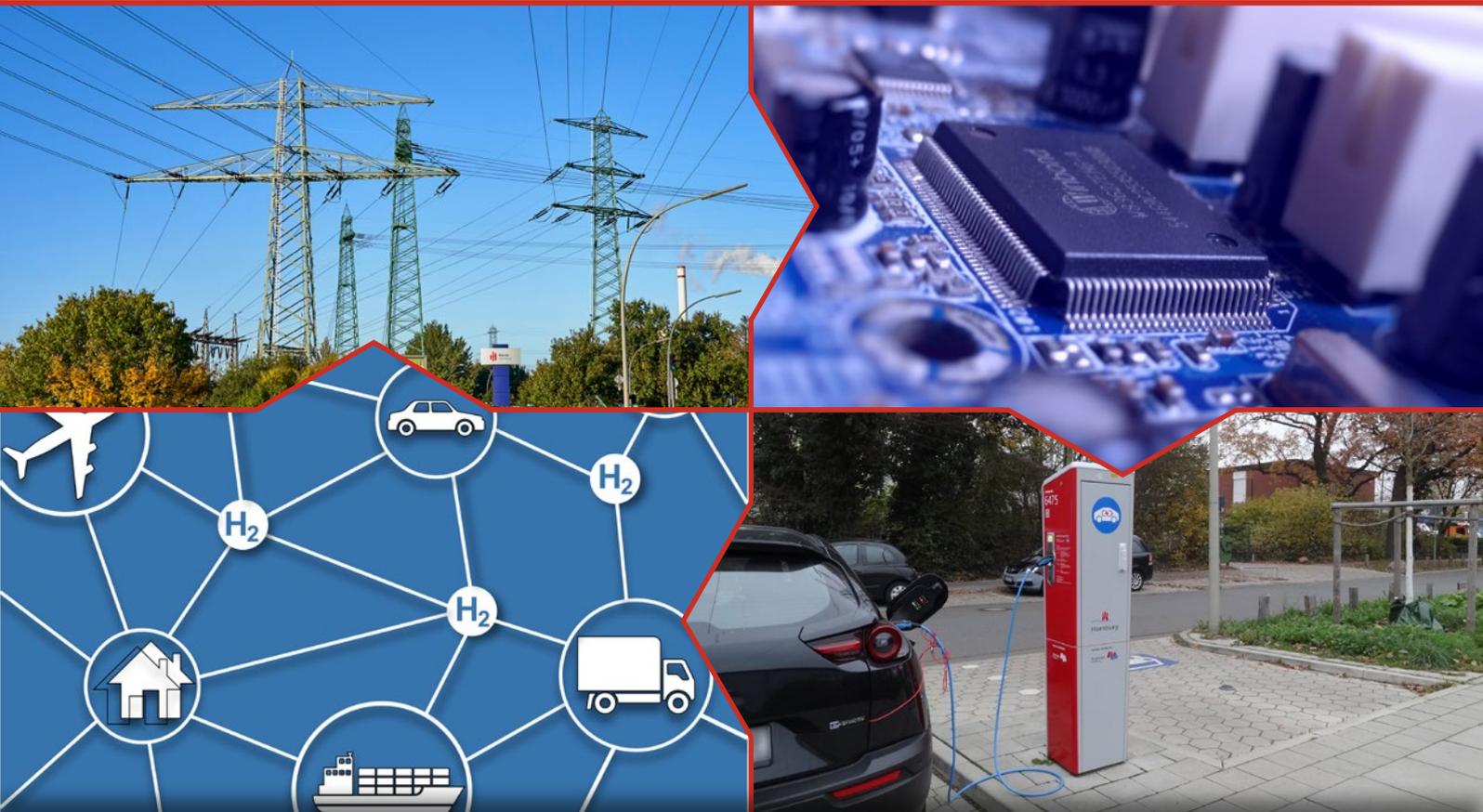


Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien



Druckversion:

ISSN 2698-8798

ISBN 978-3-86818-250-7

Digitale Version:

ISSN 2698-8801

ISBN 978-3-86818-251-4

DOI: 10.24405/13942

Download unter:

www.hsu-hh.de/ees/beitraege-zum-technischen-klimaschutz

Der Sammelband wird veröffentlicht durch:

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Fakultät für Elektrotechnik

Professur für Elektrische Energiesysteme

Adresse:

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Telefonnummer:

+49-6541-2757 (Detlef Schulz, Hrsg.)

E-Mail:

detlef.schulz@hsu-hh.de

Gestaltung Einband:

Michael Bölke

Bildnachweis Titelseite:

Dr. Daniel Becker (o.l.), Stefan Best (o.r.), Stefan Best (u.l.), Stefan Best (u.r.)

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien

mit Beiträgen der Stromnetz Hamburg GmbH, der Gasnetz Hamburg GmbH,
der Wärme Hamburg GmbH, der Hamburger Hochbahn AG,
der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH, der Universität der Bundeswehr München und
der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Dezember 2021

Herausgeber:

Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Professur für Elektrische Energiesysteme

Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Tel.: +49 40 / 6541 2757

Fax: +49 40 / 6541 3498

E-Mail: detlef.schulz@hsu-hh.de

Internet: <http://www.hsu-hh.de/ees>

Redaktionelle Überarbeitung:

Detlef Schulz

Stefan Best



<https://www.hsu-hh.de/ees/dlab>

Inhaltsverzeichnis

Vorworte

V.1	Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme	7
V.2	Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH	8
V.3	Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH.	9
V.4	Vorwort des Geschäftsführers der Wärme Hamburg GmbH	10
V.5	Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG	11
V.6	Vorwort des Geschäftsführers der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH	12

Kapitel 1 Digitalisierung und Klimaschutz

1.2	Energieforschungsverbund Hamburg – Konzept und Beitrag zur Forschungsförderung des technischen Klimaschutzes	15
1.2	Einflüsse des Klimawandels auf ausgewählte Assetklassen von Verteilnetzbetreibern	19
1.3	Von der Realität zum (hybriden) digitalen Zwilling: Intelligente Prozesse in der Wasseraufbereitung.	29
1.4	Aufbau und Durchführung eines LoRaWAN-Kooperationsprojektes in Hamburg und Vorstellung zentraler Anwendungsbeispiele	35
1.5	Optimierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der vollständigen Wirkkette.	41

Kapitel 2 Integrierte Netze – Multimodale Netze und Sektorenkopplung mit Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen

2.1	iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme.	47
2.2	CoupleIT!: Smart Integrated Grid – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes	57
2.3	Nutzung von Wasserstoff zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraft	65
2.4	Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeicher	71
2.5	Optimierte Netzanschlussbewertung von Erneuerbaren Energieanlagen durch die Bewertung von Oberschwingungsemissionen mittels zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanzmessungen.	81
2.6	Digitalisierte, flugmobile Inspektion und Netzdatenerfassung mit automatisierten Drohnen – DNeD	87

Kapitel 3 Klimafreundliche Mobilitätstechnologien

3.1	Prognostizierter Hochlauf der Ladeinfrastruktur in Hamburg und Modellierung des Ladestrombedarfs von Elektroautos für Niederspannungsnetze	93
3.2	Abschätzung des Energiebedarfs im Hamburger Hafen durch die Elektrifizierung von Containerschiffen im Projekt dtec emob	103
3.3	Hochlaufsznarien und elektrischer Leistungsbedarf von Lufttaxis und Paketdrohnen in der Metropolregion Hamburg	113
3.4	Zukunftsfähige Antriebskonzepte für Luftfahrzeuge – Vom „fossilen“ zum „grünen“ Fliegen	121
3.5	Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen	129
3.6	Projekt „ELBE“ – Erprobung und Analyse des netzdienlichen Ladens	135
3.7	Marktorientierte Steuerungsansätze für Elektrofahrzeuge im Haushaltsbereich basierend auf einer Smart-Meter-Gateway Infrastruktur	143
3.8	Aufbau und Optimierung von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen	153
3.9	Auswirkungen von Batteriebusreichweiten im Gelenkbussegment auf die Systemkosten und Systememissionen bei der Umstellung von Busflotten	161

Vorworte
zum Band „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Stromnetz Hamburg GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Wärme Hamburg GmbH

Hamburger Hochbahn AG

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH

Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

Der Klimawandel ist ein globales Phänomen und Klimaschutz eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Lösungsansätze dafür werden in vielen Bereichen entwickelt. Ein wesentlicher Baustein ist der technische Klimaschutz, der alle technischen Maßnahmen umfasst, die der durch den Menschen verursachten globalen Erwärmung entgegenwirken.

Ich freue mich, Ihnen in diesem Jahr den dritten Band unserer Publikationsreihe zum Themenfeld „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ vorzustellen.

In den Sektoren Energieversorgung und Verkehr müssen emissionsfreie Technologien entwickelt und praktisch nutzbar gemacht werden. Dafür sind innovative Ansätze aus den Ingenieurwissenschaften erforderlich. Dieser Sammelband widmet sich insbesondere der Darstellung des Stands der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien.

Die Beiträge sind dazu den folgenden drei Kapiteln zugeordnet:

1. Digitalisierung und Klimaschutz
2. Integrierte Netze – Multimodale Netze und Sektorenkopplung mit Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen
3. Klimafreundliche Mobilitätstechnologien

Zukunftsfähige Lösungen werden oft erst durch die enge Zusammenarbeit von Wissenschaft und Industrie ermöglicht. Deshalb freue ich mich besonders darüber, dass sich auch in diesem Jahr wieder unsere Hamburger Kooperationspartner am dritten Band der „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz“ beteiligen.

Die Idee für diese Reihe entstand Mitte des Jahres 2018. In dem jährlich erscheinenden Sammelband sollen gemeinsam mit unseren Industriepartnern die in verschiedenen Projekten erzielten Fortschritte im Bereich des technischen Klimaschutzes in der Metropolregion Hamburg einem breiten Publikum zugänglich gemacht werden.

Ich möchte mich bei allen Autoren dafür bedanken, dass Sie auch in diesem Jahr, trotz der anhaltenden besonderen und erschwerten Umstände, mit viel Engagement zum Gelingen des dritten Bandes beigetragen haben. Bei der Geschäftsführung und den Fachabteilungen der Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH, Wärme Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH bedanke ich mich für die sehr gute Zusammenarbeit.

Dieser Band wird neben der Veröffentlichung als Druckversion auch online über die Bibliothek der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg zur Verfügung gestellt:

<https://ub.hsu-hh.de/>

Zudem wird er auch über die Internetseiten der Professur für Elektrische Energiesysteme abrufbar sein:

<https://www.hsu-hh.de/eef/forschung/publikationen>

Nun wünsche ich Ihnen viel Freude beim Lesen und freue mich auf rege Diskussionen und Anregungen, gern auch über mögliche Themen für die Beiträge der kommenden Jahre, denn der technische Klimaschutz ist vielfältig und wird ständig weiterentwickelt.

Hamburg, im November 2021

Detlef Schulz

Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH

Die Freie und Hansestadt Hamburg ist ein zentraler Standort für den Klimaschutz und die Energiewende in Deutschland. Diese Position wurde bereits in den beiden vorangegangenen Bänden der „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ deutlich gemacht. Der nun vorliegende dritte Band erweitert wieder einmal den Betrachtungsumfang. Lag der Fokus zuvor auf den städtischen Energienetzen, so beziehen wir nun auch den öffentlichen Personennahverkehr mit ein und stellen die Kopplung der Sektoren Energie und Mobilität vor.

Die Erfüllung des Hamburger Klimaplanes erfordert ein Zusammenwirken vieler Akteure und eine gemeinsame Strategie. Die Mobilitätswende im öffentlichen und privaten Bereich ist auch eine Energiewende. Wenn fossile Kraftstoffe durch grünen Strom und grüne Gase substituiert werden, so hat das zunehmenden Einfluss auf die Energienetze, insbesondere das Stromnetz. Die Systemsicherheit steht für uns weiterhin an oberster Stelle. Es gilt daher, die bereits in der Umsetzung befindlichen Ansätze zur Sektorkopplung im Energiebereich konsequent weiter zu führen. Gleichzeitig wollen wir aufzeigen, welche Ansätze es bereits heute gibt, auch die Mobilität in diese Überlegungen einzubeziehen.

Alle diese vielversprechenden Projekte sind nur möglich durch eine zunehmende Digitalisierung in allen Sektoren. Umso mehr freut es uns, dass die Freie und Hansestadt Hamburg im Smart City Index 2021 des Branchenverbandes Bitkom erneut den ersten Platz belegt. Unsere Projekte und Überlegungen haben maßgeblich zu diesem Ergebnis beigetragen und sind ein deutlich sichtbarer Beitrag auch über die Landesgrenzen hinaus.

Ein weiterer Erfolgsfaktor ist die Kooperation mit starken und verlässlichen Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft. Die Einbeziehung unterschiedlicher Partner und die gemeinsame Arbeit schaffen dauerhaftes Vertrauen aber auch gegenseitiges Verständnis. Auf diese Weise können Lösungen geschaffen werden, die allen Beteiligten zu gute kommen und den größtmöglichen Nutzen für die Kundinnen und Kunden bringen.

Die Beiträge der Stromnetz Hamburg in dieser Publikation verdeutlichen diese Entwicklung. Wir zeigen Möglichkeiten zur Optimierung von Ladevorgängen auf, berichten über den Stand der Digitalisierung am Beispiel unseres LoRaWAN-Netzes und präsentieren eine Prognose zur weiteren Entwicklung von Ladeinfrastruktur in unserem Netzgebiet. Gemeinsam mit den übrigen Beiträgen und Projekten, an denen die Stromnetz Hamburg zum Teil auch mitgewirkt hat, ergibt sich ein sehr umfassendes Bild des heute schon Erreichten und der zu erwartenden Entwicklungen. Wir sind stolz, Teil dieser zukunftsorientierten Zusammenarbeit sein zu dürfen und leisten gern unseren Beitrag zu den energie- und umweltpolitischen Zielen unserer Stadt.

Thomas Volk

Geschäftsführer der Stromnetz Hamburg GmbH

Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH: Daten und Informationen als Beschleuniger der Energiewende

Die digitale Welt steht für mancherlei kurzfristige Trends und Hysterien. Jugendliche nutzen TikTok und haben Facebook längst an die Eltern- und Großelterngeneration weitergereicht. Doch vieles bleibt – so sicher wie die Textverarbeitung und die Tabellenkalkulation auf unseren PCs. Wer digitale Technologien einsetzen will, um eine langfristige Herausforderung wie die Energiewende voranzutreiben, muss Innovationen genau bewerten und ihren Nutzen kritisch prüfen. Das gilt vor allem für eine Energieinfrastruktur wie unser Gasnetz Hamburg, bei dem Investitionen oft für Jahrzehnte wirken. Doch selbst hier haben sich ein Kunden-Chat-Bot, ein gemeinsames Hausanschluss-Portal für Gas, Strom, Wärme und Wasser oder Robotic-Systeme längst bewährt.

Dass unsere Kundinnen und Kunden einen komfortablen Zugriff auf alle ihre Daten auch vom Sofa oder unterwegs vom Handy aus verlangen, lässt sich gewiss nicht mehr zurückdrehen. In ihrem Beitrag zur LoRaWAN-Funktechnologie beschreiben Alexander Gebauer und Nils Kleinschmidt, wie damit Gaszähler und andere Netzkomponenten sicher und drahtlos aktuelle Daten in unser Verbrauchsportal übermitteln. So erhalten Anwenderinnen und Anwendern jederzeit Aufschluss über ihre Energieverbräuche und Einsparpotentiale. Doch Sensoren und Datenleitungen werden wir künftig noch an vielen weiteren Stellen unseres 7.900 Kilometer langen Rohrnetzes brauchen. Wenn wir – wie im Beitrag zur integrierten Netzplanung iNEP beschrieben – aus Gas-, Strom- und Wärmenetz ein eng zusammenwirkendes Energiesystem der Zukunft schaffen wollen, dann brauchen wir detaillierte Daten über Energieströme, -überschüsse und -defizite. Nur so können wir den Effizienzgewinn heben, der im Zusammenwirken der Energien für den Klimaschutz steckt. Denn eines können Daten und Informationen schon immer: Sie liefern uns zuverlässig die Parameter, die wir brauchen, um Systeme zu organisieren und zu steuern. So wie wir bereits heute digital den Einsatz unserer technischen Einheiten an den Baustellen und ihre Versorgung mit Material und Werkzeug steuern – so werden wir künftig die Energieflüsse digital steuern können. In einem solchen System wird dadurch kein Quäntchen Ökostrom oder grüner Wasserstoff und auch keine Kilowattstunde Abwärme ungenutzt verlorengehen. Hier geht es wahrlich nicht um Trends oder Utopien: Klimaschutz und Dekarbonisierung sind reale Herausforderungen für Jahrzehnte und die eingesetzte Technik ist alles andere als der Hype des Sommers, den wir im nächsten Jahr längst vergessen haben. Vielmehr sind digitale Daten und Informationen genau der Beschleuniger, den wir jetzt brauchen, damit die Energiewende weiter Fahrt aufnimmt.

Freuen Sie sich mit uns auf die Zukunft. Eine inspirierende Lektüre wünscht

Michael Dammann,

Technischer Geschäftsführer, Gasnetz Hamburg

Vorwort des Geschäftsführers der Wärme Hamburg GmbH

Die Energiewende in Deutschland nimmt Fahrt auf, ist aber auch weiterhin vor allem eine Stromwende. Die nötige cross-sektorale Betrachtung bleibt leider häufig auf der Strecke. So ist es auch nicht verwunderlich, dass das Umweltbundesamt für 2020 zwar mehr als 45 Prozent Erneuerbare im Stromsektor ausweist, im Wärmesektor jedoch nur rund 15 Prozent und im Verkehrssektor überschaubare 7,3 Prozent. Will man einen nachhaltigen Erfolg der Energiewende sicherstellen, ist eine ganzheitliche Betrachtung über Sektorengrenzen hinweg überfällig. Davon bin ich überzeugt.

Der Sektorenkopplung kommt zum Erreichen der Klimaziele eine besondere Bedeutung zu. Wir engagieren uns deshalb auch als Unternehmen Wärme Hamburg in diesem Bereich. Neben einer Power-to-Heat-Anlage im Zentrum Hamburgs haben wir in diesem Jahr den Spatenstich für eine neue P2H-Anlage in Wedel vorgenommen, die mit ihren 80 Megawatt Leistung künftig als flexible Last vom Übertragungsnetzbetreiber angefordert werden kann. So kann Windstrom in Wärme umgewandelt werden, anstatt die Windkraftanlagen aufgrund überlasteter Netzsituationen abzuregeln. Hier wird Strom- und Wärmesektor gemeinsam gedacht.

Sektorenübergreifend denken ist auch der Ansatz, den das Projekt Integrierte Netzplanung (iNeP) als Teil des Norddeutschen Reallabors verfolgt, und den die Helmut-Schmidt-Universität in dem vorliegenden Band 3 der „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ vorstellt. Die kommunalen Leitungsnetzbetreiber Stromnetz Hamburg, Gasnetz Hamburg und Wärme Hamburg entwickeln im Rahmen der iNeP gemeinsam mit Wissenschaftlern der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, der Technischen Universität Hamburg und der Technischen Hochschule Lübeck eine Planungsmethodik, ein Planungsmodell und ein entsprechendes KI-gestütztes Planungstool. Damit sollen Bedarfsprognosen und künftige Energieströme in den drei Netzen Strom, Gas und Fernwärme aufeinander und auf das Zielszenario eines dekarbonisierten urbanen Energiesystems hin abgestimmt werden. Technologien zur Sektorenkopplung wie Power-to-Gas und Power-to-Heat, sowie weitere Energie- und Leistungskaskadierungen lassen sich damit hocheffizient an Schnittstellen der drei Netze einbinden. Das eröffnet völlig neue Möglichkeiten, die unterschiedlichen Energieträger mit höchster Effizienz und optimalem Nutzen für unser Klima auszusteuern.

Nicht zu vernachlässigen sind auch die wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Aspekte, denn nicht erforderlicher Netzausbau kann so vermieden werden. Ergebnis der gemeinsamen Arbeit soll eine koordinierte Roadmap sein, nach der die Transformation der Energieinfrastrukturen in Hamburg bis 2045 eingeleitet und die auch zur Blaupause für andere Metropolen werden kann.

Für mich ist das Projekt iNeP ein Musterbeispiel für Kooperation über alle Grenzen hinweg. Leitungsnetzbetreiber kooperieren mit der Wissenschaft und nehmen bei ihren Betrachtungen „Moleküle und Atome“ in den Blick. So kann Energiewende gelingen.

Viel Freude beim Lesen wünscht Ihnen

Christian Heine

Geschäftsführer der Wärme Hamburg

Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG

Die Verkehrsunternehmen liefern seit jeher ihren Beitrag zur nachhaltigen Mobilität und damit zum technischen Klimaschutz. Egal ob elektrifizierter Schienenverkehr oder dieselbetriebener Busverkehr: ein gutes Angebot holt Autos von den Straßen und reduziert Emissionen. Die Hamburger Hochbahn stellt seit dem Jahre 2020 sukzessive ihre Dieselbusflotte auf Elektrobusse um und gestaltet damit zügig die Antriebswende. Die Ausweitung und Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs und die Erhöhung des Anteils des Modal Splits für den sogenannten Umweltverbund weiten läuten die Verkehrs- und Mobilitätswende ein.

Durch die Umstellung der Busflotte steigt der Grad der Verzahnung zwischen Mobilität und den anderen Sektoren ein weiteres Mal an. Große Mengen elektrischer Leistung und Energiespeicher in den Bussen werden Teil des Gesamtsystems und sind über Netzanschlüsse in der Mittel- und Hochspannungsebene mit anderen Sektoren direkt gekoppelt.

Damit steigt auch die Verantwortung dafür, einen Beitrag dazu zu leisten, dass die Herausforderungen der Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft nicht nur auf dem eigenen Busbetriebshof, sondern auch sektorenübergreifend gestaltet werden können.

Bereits seit einigen Jahren erfolgen entsprechende Abstimmungen und gemeinsame Projekte mit den Partnern in Hamburg. Der Schluss liegt folglich nahe, die Zusammenarbeit auch in diesen gemeinsamen Band einfließen zu lassen.

Wir sind stolz, Ihnen die Herausforderungen und Projekte der Hamburger Hochbahn AG in diesem Format näher bringen zu dürfen und freuen uns auf zukünftig weiterhin gute Zusammenarbeit zur Lösung der komplexen und sektorübergreifenden Probleme, vor denen wir stehen.

Hamburg, im November 2021

Jens Lang, technischer Vorstand der Hamburger Hochbahn AG

Vorwort des Geschäftsführers der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH)

Elektromobilität ist ein wesentlicher Baustein für Deutschland, um die Klimaziele erreichen zu können. Die Freie und Hansestadt Hamburg hat sich frühzeitig entschlossen, die CO₂-Emissionen insbesondere im Verkehr zu reduzieren. Für uns als zweitgrößtes Verkehrsunternehmen Norddeutschlands bedeutet das seit 2020 nur noch emissionsfrei betriebene Fahrzeuge für unsere Busflotte anzuschaffen. Unser Ziel ist, die Fahrzeugflotte der VHH bis Anfang der 2030er Jahre komplett auf emissionsfreie Antriebe umzustellen. Die VHH setzt für den Antrieb der E-Busse auf Ökostrom, etwa mit Windstrom aus Hamburg und Schleswig-Holstein. Nachhaltigkeit bedeutet aber nicht nur die Nutzung von grünem Strom. Nachhaltigkeit bedeutet auch, grundsätzlich sparsam mit Energie umzugehen. Die Ladeinfrastruktur ist daher ein zentrales Thema bei der Umsetzung von Elektromobilität. Die VHH hat den Anspruch sowohl für die Umwelt als auch für die wirtschaftliche Attraktivität des ÖPNV eine optimierte Ladeinfrastruktur aufzubauen in Kombination mit einem intelligenten Betriebsleitsystem und smartem Lademanagement.

Als reines Busunternehmen war der elektrotechnische Aspekt und der Aufbau der Ladeinfrastruktur eine der größeren Herausforderungen. Bei der wissenschaftlichen Begleitforschung im Projekt zu Umbau und Elektrifizierung unseres ersten Betriebshofs in Bergedorf war der Austausch mit der Helmut-Schmidt-Universität, die unsere Konzepte immer wieder auf die Wirksamkeit überprüft hat, eine große Hilfe. Auch unsere Kooperation mit der Stromnetz Hamburg GmbH zur Entwicklung des Lademanagement ist ein Beweis dafür, dass ein Ideenaustausch bei innovativen Projekten immer zu besseren technischen Lösungen führt. Denn die Herausforderungen unserer Zeit und die Dringlichkeit der Umsetzung von nachhaltigen Maßnahmen lassen sich nur meistern, wenn man die Kompetenzen aller Partner zusammenführt. Mittlerweile fahren wir mit 56 E-Busse regelmäßig im täglichen Verkehr mit und wir elektrifizieren im Jahr 2022 bereits den vierten Betriebshof. Die Umrüstung weiterer Betriebshöfe ist in Planung.

Die Geschwindigkeit, mit der wir uns diesem schnellen Wandel und den neuen Herausforderungen stellen, wäre nicht zu erreichen ohne den Willen und Einsatz unserer Mitarbeitenden. Bei aller innovativen Technik dürfen wir nicht vergessen, jeden einzelnen auf dieser Reise mitzunehmen. Deshalb informieren wir die Kolleginnen und Kollegen regelmäßig über nächste Schritte und schulen da, wo es erforderlich ist. Und gerne lassen wir andere an den Erfahrungen, die wir gemacht haben, teilhaben. Wir spüren dabei, dass das Thema Nachhaltigkeit Menschen verbinden kann. Und das Netzwerk kompetenter Partner stärkt uns auf unserem Weg hin zu einem e-mobilen Unternehmen.

Toralf Müller

Geschäftsführer der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH

Kapitel 1
Digitalisierung und Klimaschutz

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Universität der Bundeswehr München

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Energieforschungsverbund Hamburg – Konzept und Beitrag zur Forschungsförderung des technischen Klimaschutzes

Lars-Hendrik Michael*, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
Hamburg
Hamburg, Deutschland
*lars.michael@hsu-hh.de

Petrit Vuthi*

Competence Center für Erneuerbare Energien und
EnergieEffizienz
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg, Deutschland
*petrit.vuthi@haw-hamburg.de

Kurzfassung – Der Energieforschungsverbund Hamburg (EFH) ist ein projektgebundenes wissenschaftliches Netzwerk der fünf größten staatlichen Hochschulen in Hamburg (Helmut-Schmidt-Universität, Universität Hamburg, Technische Universität Hamburg, HafenCity Universität und Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg), welches in Kooperation mit der Hamburger Wissenschaftsbehörde (BWFGB) finanziert wird und in erster Linie der Akquise von neuen Verbundforschungsprojekten mit Energiethemen dient. Der EFH soll die Energiewende im Sinne des technischen Klimaschutzes fördern. Neben der Gewährleistung neuer Verbundprojekte mit hohen Volumina soll über eine enge Vernetzung mit Partner:innen aus der Wirtschaft zudem die Innovationskraft der Hansestadt dauerhaft gestärkt werden. Seit Projektstart im Jahr 2013 konnten mit Unterstützung des EFH zahlreiche neue Projekte initiiert werden. Zu nennen sind hierbei beispielsweise das große Verbundprojekt NEW 4.0, welches in diesem Jahr erfolgreich abgeschlossen werden konnte und das daran anschließende Norddeutsche Reallabor (NRL). Wichtige Faktoren des Erfolgs des Verbundes sind eine intensive Vernetzungsarbeit innerhalb der Hamburger Hochschul-landschaft, ein direkter Kontakt zu zahlreichen Akteur:innen aus Landespolitik, Wirtschaft und Forschung sowie das stetige intensivieren von überregionalen und internationalen Kooperationen. Die Bedeutung des EFH zeigt sich neben der sichtbaren Projektarbeit vor allem auch in der Festschreibung der Fortführung und Verstetigung des EFH im Hamburger Klimaplan.

Stichworte – *Energieforschungsverbund, wissenschaftliche Vernetzung, Forschungsförderung, Hamburger Klimaplan*

NOMENKLATUR

BMVg	Bundesministerium der Verteidigung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BWFGB	Behörde für Wissenschaft, Forschung, Gleichstellung und Bezirke
EEK.SH	Kompetenzzentrum Erneuerbare Energien und Klimaschutz Schleswig-Holstein
EFH	Energieforschungsverbund Hamburg
EFZN	Energieforschungszentrum Niedersachsen

HAW	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
HCU	HafenCity Universität Hamburg
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
NRL	Norddeutsches Reallabor
NWMK	Norddeutsche Wissenschaftsministerkonferenz
TUHH	Technische Universität Hamburg
UHH	Universität Hamburg

I. EINLEITUNG

Der Energieforschungsverbund Hamburg ist ein projektgebundener Zusammenschluss der fünf großen staatlichen Hochschulen Hamburgs, die Energieforschung betreiben: Die Universität Hamburg, die Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW), die Technische Universität Hamburg, die Helmut-Schmidt-Universität sowie die HafenCity Universität sind seit 2013 Teil dieses Verbunds. Übergeordnetes Ziel des EFH ist es, durch die Entwicklung eines deutschlandweit ausstrahlenden Forschungsschwerpunktes die Energiewende im Sinne des Klimaschutzes voranzutreiben und dabei in enger Verbindung mit der Wirtschaft über Innovationen ein nachhaltiges Wirtschaftswachstum in der Stadt zu gewährleisten. Dies soll über eine bessere Vernetzung und stärkere Koordination der Hamburger Energieforschungsaktivitäten in der Grundlagenforschung und der angewandten Forschung als auch in den neuen Reallaboren ermöglicht werden.

Der EFH kann in seiner Tätigkeit als Schnittstelle oder Knotenpunkt der Energieforschungslandschaft beschrieben werden. Die Hauptaufgabe des Verbunds ist es, verschiedene Forscher:innengruppen mit einem Interesse an Energiethemen zusammenzuführen, um gemeinsam potenzielle, auch fächerübergreifende Verbundprojekte auszuarbeiten, die einen Beitrag für den Klimaschutz leisten. Hierfür stellt jede Hochschule des Verbunds jeweils eine:n Professor:in als Energiebeauftragte:n und eine wissenschaftliche Mitarbeiter:innenstelle. Dabei informiert der EFH aktiv über aktuelle Förderprogramme und versucht, potenzielle Interessent:innen zu aktivieren. Es können jedoch gleichermaßen Forschende an den Verbund herantreten, um

sich hinsichtlich der Fördermöglichkeiten beraten zu lassen. Zu den Angeboten des EFH gehört es auch, passende Projektpartner:innen aus Forschung und Wissenschaft für die Forschenden zu finden.

II. EINFLUSS DER ARBEIT DES EFH

Acht Jahre nach Gründung des Energieforschungsverbunds Hamburg kann dessen positiver Einfluss auf die Hamburger Energieforschungslandschaft klar benannt werden: So wurde das einst im EFH-Konzept formulierte Ziel, die komplementären Stärken der beteiligten Hochschulen durch eine enge Vernetzung der Forschungstätigkeit dauerhaft zu steigern, um mehr Fördergelder durch Verbundprojekte für die Hansestadt Hamburg zu akquirieren, über alle Erwartungen hinaus erfüllt [1]. Durch diese enge Zusammenarbeit wurde das erfolgreiche Beantragen von Verbundprojekten mit großen Volumina schließlich mehrfach ermöglicht. Mit der Einrichtung der Energiebeauftragten an den Hochschulen konnte der Hamburger Energieforschung und damit dem technischen Klimaschutz in der Hansestadt eine klare und direkte Stimme in Richtung Politik und Wirtschaft verliehen werden.

In Zahlen ausgedrückt, bedeutet dieser Erfolg, dass seit 2013 insgesamt 57 Verbundprojekte positiv vom EFH vorangetrieben werden konnten (vgl. ABBILDUNG 1). Das Jahr 2020 konnte der Verbund mit 30 unterstützten Anträgen als sein bisher produktivstes abschließen, wobei die Antragsbemühungen über die Jahre deutlich gesteigert wurden, mit einer leichten Senkung in den Jahren 2017 und 2018. Mit Blick auf alle eingereichten Anträge lag die Genehmigungsquote – mit Ausnahme von 2017 – immer bei mindestens 50 % und weist einen Gesamtdurchschnitt von rund 62 % auf. Dies ist ein deutliches Zeichen einer sehr großen Kompetenzfülle innerhalb der Hamburger Forschungslandschaft und einer Antragsstrategie mit hohem Wirkungsgrad.



ABBILDUNG 1: ANZAHL DER BEWILLIGTEN UND ABGELEHNTE FÖRDERANTRÄGE MIT EFH-BETEILIGUNG UND BEWILLIGUNGSQUOTE.

Im Hinblick auf die gewonnenen Drittmittel konnten seit 2013 insgesamt über 194 Mio. € für die Energieforschung in Hamburg gewonnen werden (vgl. ABBILDUNG 2). Hinzu kommen daneben noch Investitionen von Industriepartnern, die sich an Projekten beteiligt haben. Zwar waren die Fördervolumina über die Jahre starken Schwankungen ausgesetzt, jedoch kann dies unter anderem mit den sich verändernden Aufkommen von Förderprogrammen erklärt werden. Mit Unterstützung des EFH positionierten sich die Hamburger Forschenden vor allem in den Jahren 2016, 2019

und 2020 sehr erfolgreich mit großen Verbundprojekten. Innerhalb des SINTEG-Programms des BMWi konnte 2016 unter Leitung des „Competence Center Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ an der HAW Hamburg das Vorhaben „NEW 4.0“, bei dem skalierbare Musterlösungen für eine nachhaltige und regenerative Energieversorgung im Fokus standen, erfolgreich beantragt werden [2]. Darauf aufbauend konnte nur drei Jahre später, im 7. Energieforschungsförderprogramm (ebenfalls BMWi), mit dem Norddeutschen Reallabor [3] ein noch größeres Verbundprojekt auf den Weg gebracht werden, von dem die Verbundpartner:innen des EFH sehr profitierten. Es wurden ca. 52 Mio. € Fördergelder vom BMWi und insgesamt ca. 300 Mio. € durch die Investition der Industriepartner bereitgestellt, die für die Forschung mit einem Schwerpunkt auf der Erprobung einer ganzheitlichen, regenerativen Transformation des Energiesystems eingesetzt werden. Aktuell ist hier beispielsweise die Professur für Elektrische Energiesysteme an der HSU beteiligt, die mit dem Teilprojekt iNeP zusammen mit den Instituten für Technische Thermodynamik und Elektrische Energietechnik der TUHH einen Fokus auf die Entwicklung von energieträgerübergreifenden integrierten Netzplanungstools legt (Siehe Artikel in diesem Band) [4]. Die UHH ist über die Research Group „Security in Distributed Systems“ der Informatik ebenfalls am NRL mit einem Projekt zum Thema „Resiliente Betriebsführung und IKT-Sicherheit dezentraler Steuerungskonzepte für Wasserstoffanwendungen und Sektorenkopplung“ beteiligt [5]. Die HAW Hamburg ist Konsortialführer und für die Gesamtsteuerung des Projekts zuständig. Zudem beteiligt sie sich an den Teilvorhaben „Gesamtsystemsimulation und Datenintegration“.

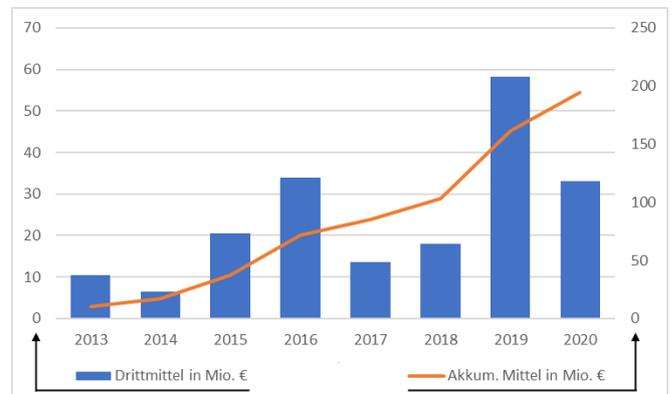


ABBILDUNG 2: ÜBER FÖRDERPROJEKTE EINGEWORBENE DRITTMITTEL.

Geprägt durch die SARS-CoV-2-Pandemie und die immer mehr im politischen Fokus stehende Klima-Krise wurden 2020 und 2021 in Deutschland und auf europäischer Ebene milliardenschwere Investition- und Förderprogramme (7. Energieforschungsrahmenprogramm, Horizon Europe und weitere) verabschiedet. Mit dem „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (DTEC.BW) [6] fördert erstmals das BMVg ein groß angelegtes Förderprogramm mit insgesamt 500 Mio. €, von dem auch die Energiewissenschaft in Hamburg profitiert, was die Folgen einer erschwerten Vernetzungsarbeit in Zeiten der Pandemie abmildert. Die Professur für Elektrische Energiesysteme arbeitet in mehreren Projekten, unter anderem mit Partnern an der Universität Hamburg, am Hochlauf der Elektromobilität [7] oder der digitalen Kopplung von Elektrizität und Wasserstoff [8]. In 2021 wurde außerdem

vonseiten der EU-Kommission im Zuge des „Green Deals“ ein milliardenschweres Förderprogramm mit dem Titel „Horizon Europe“ auf den Weg gebracht, welches in den kommenden Jahren weitere Möglichkeiten im Bereich der Energieforschungsförderung bieten wird [9].

III. ERFOLGSFAKTOREN DES ENERGIEFORSCHUNGSVERBUNDES

A. Vernetzung nach innen

Ermöglicht wird diese hohe Anzahl an Verbundprojekten durch eine konsequente Vernetzungsarbeit, die durch die Energiebeauftragten und ihre Mitarbeiter:innen vorangetrieben wird. Der EFH befragt Forschende der unterschiedlichen Hamburger Hochschulstandorte regelmäßig nach Forschungsinteressen und -bedarfen und identifiziert auf Grundlage der vielfältigen fachlichen Kompetenzen Möglichkeiten der Zusammenarbeit. Hierbei wird proaktiv auf die Forschenden zugegangen, um eine nachhaltig aktivierte Vernetzung zu erreichen und Projektideen im frühesten Stadium zu identifizieren und weiterzuentwickeln.

B. Analyse der Förderbedarfe

Damit Projektideen gefördert werden können, behält der EFH einen Überblick über die enorme Fülle an Förderrichtlinien auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene. Über den EFH-Newsletter „Forschungsprogramme und Förderinstrumente im Energiebereich“ [10] informiert der Verbund eine immer größer werdende wissenschaftliche und wirtschaftliche Community über alle relevanten Calls.

C. Vernetzungsformate zwischen Forschung, Wirtschaft und Politik

Ideenwerkstätten, Impulsveranstaltungen mit Fachvorträgen sowie Webinare, wie die erfolgreiche Webinarreihe „Grüner Hafen“ zum Thema Energiewende im Hamburger Hafen, zogen regelmäßig über 150 Teilnehmer:innen an und verfestigen Kontakte, auch in Zeiten der Pandemie. Über ein Energieforschungskolloquium spricht der EFH seit 2020 zudem gezielt junge Wissenschaftler:innen an, um auch zukünftig einen hohen Aktivierungsgrad zu halten [11].

D. Kooperationen und fachliche Beratung

Neben den Vernetzungstätigkeiten zwischen den Hamburger Hochschulen, ist es dem EFH zu verdanken, dass die Hamburger Forschungslandschaft mehr denn je überregional repräsentiert wird und auch als fachliche Instanz mit einer guten Verbindung in Richtung Wirtschaft und Politik akzeptiert ist. So sind Vertreter:innen des EFH über ein Norddeutsches Energieforschungsnetzwerk mit den Norddeutschen Verbänden und Zentren, wie dem EFZN aus Niedersachsen oder dem EEK.SH aus Schleswig-Holstein, im stetigen Austausch. Der EFH ist an der fortlaufenden Ausgestaltung der Norddeutschen Wasserstoffstrategie beteiligt und organisiert in 2022 in Zusammenarbeit mit den zuständigen Ministerien die jährlich stattfindende Konferenz zur fachlichen Unterstützung der NWMK. Hierbei nimmt der EFH seit 2019 über die HCU eine koordinierende Funktion im Bereich der Norddeutschen Wärmeforschung ein. Es besteht eine sehr enge und eingespielte Verbindung mit der Mittelgeberin, der BWFGB und dem Hamburger Senat. Professoren aus dem EFH sind zudem Mitglied im Energienetzbeirat [12] und seit 2021 im Klimabeirat [13] des Hamburger Senats, wo auch der EFH fachlich und unabhängig die Möglichkeit hat, sich in die Umsetzung des Hamburger Klimaschutzgesetzes und des Hamburger Klimaplan

einzubringen. Gegründet in einer Zeit als Clusterstrategien [14] sehr populär waren, ist dem Grundkonzept des EFH seit Beginn auch eine auf Innovationen ausgerichtete Vernetzung zwischen Wissenschaft und Wirtschaft immanent [15] [1]. So wurde nicht nur 2011 das bereits bestehende „Cluster für erneuerbare Energien“ (EEHH) in die frühe Konzeptionsphase des EFH eingebunden, sondern es sind dauerhaft zwei EFH-Mitglieder:innen kooptierte Vorstandsmitglieder:innen im Cluster, um auch das Netzwerk zwischen Forschung und Wirtschaft dauerhaft zu stärken.

IV. EFH UNTERSTÜTZT VON DER IDEE BIS ZUM ANTRAG

Bei der Akquise von neuen Verbundprojekten begleitet der EFH ein Konsortium von der Projektidee bis hin zum bewilligten Projektantrag (vgl. ABBILDUNG 3). Die Projektideen ergeben sich aus dem Austausch mit den forschenden Wissenschaftler:innen, orientieren sich aber auch an den aktuellen Forschungsbedarfen, die durch die Fördermittelgeber:innen ausgeschrieben werden. Letzteres wird durch den eigenen EFH-Newsletter „Forschungsprogramme und Förderinstrumente im Energiebereich“ [10] übersichtlich abgebildet. Die Ideensammlung von Projekten erfolgt zum einen durch interne Workshops und zum anderen ergeben sich diese auch durch Fragestellungen aus laufenden Forschungsprojekten, um ggf. Anschlussprojekte zu generieren.

Um die Projektidee zu verifizieren, ist es wichtig, eine systematische Literaturrecherche zu dem Themengebiet durchzuführen. Hierbei bieten sich die gängigen Plattformen, wie „science direct“, „IEEE Explore2“, „scopus2“ oder „google scholar“ an. Ziel muss es sein, die Forschungslücke aufzuzeigen, für die die Projektidee eine Lösung bietet.

Auf dieser Grundlage kann bestimmt werden, welche Partner:innen für das Verbundprojekt benötigt werden. Hierbei bietet der EFH durch sein großes Hamburger Netzwerk aus Wirtschaft, Forschung und Politik, auch Unterstützung in der Organisation und Durchführung gemeinsamer Workshops für die Antragsphase. In den meisten Fällen besteht die Antragsunterstützung aus zwei Phasen. In der ersten Phase muss eine Projektskizze erstellt und bei dem jeweiligen Fördermittelgeber eingereicht werden. Diese Skizze wird von den jeweiligen Projektträger:innen, die für die Mittelgeldgeber:innen die Fördermöglichkeiten verwaltet, bewertet. Wenn die Skizze positiv bewertet wird, erfolgt die Aufforderung zur Abgabe eines Vollantrags. In der Antragsphase unterstützt der EFH, die Kommunikation zwischen Projektträger:in, Fördermittelgeber:in und dem Konsortium und hilft bei der Erstellung der Antragsunterlagen.

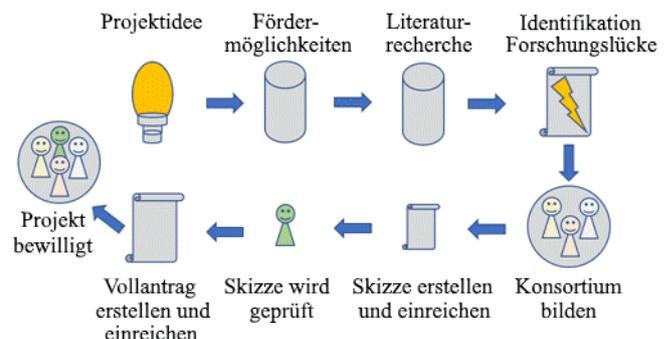


ABBILDUNG 3: ABLAUF PROJEKTIDEE BIS HIN ZUM ANTRAG.

V. FAZIT

Es konnte klar aufgezeigt werden, dass das Projekt EFH die Forschung im Bereich Energie in Hamburg nachhaltig vorangetrieben hat. Insbesondere durch die sehr gute Vernetzung zwischen den forschenden Hochschulen, den Hamburger Behörden und der Wirtschaft konnten Verbundprojekte erfolgreich von der Idee bis hin zur Förderung als Verbundprojekt umgesetzt werden. Insgesamt sind 57 Verbundprojekte mit einem Gesamtfördervolumen von 194 Mio. € initiiert worden. Hervorzuheben sind hierbei als große Verbundprojekte das SINTEG Projekt NEW 4.0 und das Norddeutsche Reallabor NRL, die maßgeblich die (künftige) Energieinfrastruktur in Hamburg verändern und einen großen Beitrag für den Hamburger Klimaschutzplan leisten werden. Die großen Verbundprojekte treiben die Energiethemen in Hamburg voran: Digitalisierung, Flexibilisierung in der Industrie, Wasserstoffwirtschaft, nachhaltige Wärmeversorgung und Elektrifizierung in der Mobilität. Doch die Herausforderungen der Energiewende werden auch in Zukunft nur noch größer und verlangen nach einer immer stärker werdenden Interdisziplinarität und ganzheitlichen Betrachtung von Fragestellungen innerhalb der Projekte. Dies wirft die Frage auf, in welcher Form der EFH auch in Zukunft ein verlässlicher und kompetenter Partner sein kann, der eine nachhaltige Vernetzung der genannten Akteur:innen und eine erfolgreiche Akquise von großen Verbundprojekten der Energieforschung in gewohnter Form zu leisten imstande ist. Institutionen wie das EFZN in Niedersachsen zeigen auf, wie beispielsweise eine erfolgreiche Verstärkung gelingen kann. Eine Perspektive, die laut Hamburger Klimaplan auch dem EFH zuteilwerden könnte [16]. Insgesamt sind alle Beteiligten bereit, den EFH weiterzuentwickeln und erfolgreich in eine mögliche fünfte Förderperiode zu führen.

VI. DANKSAGUNG

Diese Publikation ist im Rahmen des Verbundprojekts Energieforschungsverbund Hamburg – EFH entstanden. Für die Förderung des Projekts möchten sich die Autoren an dieser Stelle bei der Hamburger Behörde für Wissenschaft, Forschung, Gleichstellung und Bezirke (BWFG) sowie bei den beteiligten Hochschulen bedanken.

LITERATUR

- [1] D. Schulz, M. Fröba, W. Beba, M. Kaltschmitt und I. Peters, „Kzept zum "Hamburger Energieforschungsverbund",“ Behörde für Wissenschaft und Forschung, Hamburg, 2012.
- [2] Projektleitung NEW 4.0, „Norddeutsche Energie-wende 4.0,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.new4-0.de/>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [3] W. Beba, „Norddeutsches Reallabor,“ Competence Center Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.haw-hamburg.de/forschung/projekte-a-z/forschungsprojekte-detail/project/project/show/norddeutsches-reallabor/>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [4] D. Vorwerk, „Projektstart: iNeP — Integrierte Netzplanung für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme,“ Helmut Schmidt Universität, 21 April 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hsu-hh.de/projektstart-inep-integrierte-netzplanung-fuer-die-drei-energietraeger-strom-gas-und-waerme>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [5] Universität Hamburg, Fachbereich Informatik, „Projects and Partners. Ongoing projects and activities,“ 14 Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.inf.uni-hamburg.de/inst/ab/snp/research/projects.html>. [Zugriff am 01. September 2021].

- [6] dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung, „Über das Zentrum,“ Bundesrepublik Deutschland, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://dtecbw.de/home/dtecbw>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [7] D. Schulz, „Digitalisierung und Elektromobilität – Netz- und Ladeinfrastruktur,“ dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://dtecbw.de/home/forschung/hsu/digitalisierung-elektromobilitaet/digitalisierung-elektromobilitaet>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [8] D. Schulz, „CoupleIT! – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes,“ dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://dtecbw.de/home/forschung/hsu/projekt-coupleit/projekt-coupleit>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [9] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „Das neue EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation: Horizont Europa,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmbf.de/bmbf/de/europa-und-die-welt/forschen-in-europa/das-neue-eu-rahmenprogramm-fue-und-innovation-horizont-europa/das-neue-eu-rahmenprogramm-fue-und-innovation-horizont-europa_node.html. [Zugriff am 18. August 2021].
- [10] Energieforschungsverbund Hamburg, „Förderinformationen,“ Energieforschungsverbund Hamburg, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieforschungsverbund.hamburg/foerdermoeglichkeiten>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [11] Energieforschungsverbund Hamburg, „Hamburger Energieforschungskolloquium,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieforschungsverbund.hamburg/aktuelles/energieforschungskolloquium>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [12] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, Hamburg, „Vorstellung. Die Mitglieder des Energienetzbeirats,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/energienetzbeirat/6161090/wer-sind-wir/>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [13] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, Hamburg, „Klimapolitik. Klimabeirat des Hamburger Senats,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/klima/15015244/hamburger-klimabeirat/>. [Zugriff am 18. August 2021].
- [14] M. Kiese, „Stand der Perspektiven der regionalen Clusterforschung,“ in *Cluster und Regionalentwicklung. Theorie, Beratung und praktische Umsetzung*, Dortmund, 2008, S. 9-50.
- [15] K. Häfner, „Clusterorganisationen in der Praxis. Strukturelle und institutionelle Einflussfaktoren auf eine clustertheoretisch orientierte Wirtschaftsförderung,“ *Raumforschung und Raumordnung*, S. 421-436, 2016.
- [16] Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg, „Mitteilung des Senats an die Bürgerschaft. Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplan und Gesetz zur Änderung der Verfassung, zum Neuerlass des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes sowie zur Anpassung weiterer Vorschriften,“ Hamburg, 2019.

Einflüsse des Klimawandels auf ausgewählte Assetklassen von Verteilnetzbetreibern

Maik Plenz, Paul Ziller, Felix Heider, Lars-Henrik Michael, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*maik.plenz@hsu-hh.de

Kurzfassung – Der Klimawandel und seine Folgen sind weltweit in bedeutendem Ausmaß zu erkennen und auch in Deutschland ersichtlich. Die Veränderungen des Klimas führen zu einem gestiegenen Bewusstsein für mögliche Auswirkungen auf Wirtschaft, Leben, Natur und den Menschen. Speziell in der kritischen Infrastruktur und hier den Energienetzen sind die bisherigen Forschungen jedoch noch nicht weitreichend genug, um eine umfassende Bewertung über die Auswirkungen und potentiellen Folgen abzugeben. In diesem Artikel werden daher mögliche Entwicklungen des Klimawandels projiziert und Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur im Allgemeinen und das Verteilnetz im speziellen betrachtet. Hierzu wird der Betrieb von zwei ausgewählten Assetklassen bei sich verändernden klimatischen Bedingungen untersucht. Dies dient als Grundlage eines Forschungsprojektes für die Stromnetz Hamburg GmbH (SNH), bei welchem die Betroffenheit der Verteilnetze und die techno-ökonomischen Auswirkungen auf wichtige Assets untersucht werden.

Stichworte – Klimawandel, Stromnetze, Verteilnetze, Assets

NOMENKLATUR

GMST	Globale mittlere Oberflächentemperatur (über 20 Jahre) (engl.: Global Mean Surface Temperature)
IPCC	Weltklimarat (engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change)
RCM	Regionale Klimamodelle (engl.: Regional Climate Model)
RCP	Repräsentative Konzentrationspfade (engl.: Representative Concentration Path)
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
VNB	Verteilnetzbetreiber
A_{eff} in mm^2	Effektiver Leiterquerschnitt
D in cm	Durchmesser des Maschenerders
d_T in cm	Bereich der Austrocknung um das Kabel
I_E, I_S in A	Erdungsstrom, Schirmstrom
P_V in W	Verlustleistung

P_L, P_I, P_S in W	Leiterverluste, Dielektrische Verluste der Isolationsschicht(en), Schirmverluste
r	Reduktionsfaktor
r_B, r_M, r_S, r_I, r_L in cm	Radius des Bodens, Mantels, Schirms, Isolators und Leiters
R_A, R_E, R_L, R_S in Ω	Ausbreitungswiderstand, Erdungswiderstand, Leiterwiderstand, Schirmwiderstand
t_F in s	Dauer eines Fehlers bis zur Abschaltung
T_L, T_B in $^{\circ}\text{C}$	Leitertemperatur, Bodentemperatur
$\bar{T}_{\text{RCP2.6}}$ in $^{\circ}\text{C}$	Jahresmitteltemperatur (des RCP 2.6)
U_T, U_E, U_S in V	Maximale zulässige Berührungsspannung, Erdungsspannung, Schrittspannung
$Z_{\infty,K}, Z_{\infty,F}$ in Ω	Impedanzen der Kabel und Freileitungen
λ_F in $\text{W/K}\cdot\text{m}$	Wärmeleitfähigkeit
ρ_E in $\Omega\cdot\text{m}$	Spezifische Erdwiderstand des Erdreiches
ρ_{spez} in $\Omega\cdot\text{mm}^2/\text{m}$	Spezifischen elektrischer Widerstand
σ_{th} in $\text{m}\cdot\text{K}/\text{W}$	Thermischer Widerstand

I. EINLEITUNG

Gemäß dem ersten Teil des 6. Sachstandsberichtes (AR6) des Weltklimarats (IPCC), welcher am 09. August 2021 veröffentlicht wurde, gehen auch die optimistischen Zukunftsszenarien mit einem weiteren Anstieg der durchschnittlichen globalen Oberflächentemperatur um $1,0^{\circ}\text{C}$ – $1,8^{\circ}\text{C}$ einher (siehe ABBILDUNG 1). Laut dem IPCC war seit dem Jahr 1850 jede Dekade wärmer als die vorherige. Dabei fiel der Anstieg der Temperatur in den letzten 50 Jahren (1970 – 2020) höher aus als in sämtlichen 50-Jahr-Perioden der vergangenen 2000 Jahre. Als Ursache dieses Temperaturanstieges sieht das IPCC die Erhöhung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre durch menschliche Aktivitäten an [1].

Die Einflussnahme auf die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre durch den Menschen (anthropogener Klimawandel) bestimmt nach dem aktuellen

Bericht (AR6) des IPCC schon zum jetzigen Zeitpunkt maßgeblich die Ausprägung und Häufigkeit von Wetterextremen, wie z. B. Hitzewellen, Dürren, Starkregenereignissen und tropischen Stürmen. Die Belege dazu haben sich nach Ansicht des IPCC seit der Veröffentlichung des letzten Berichts (AR5) im Jahr 2014 erhärtet [2].

Die Vulnerabilität ist besonders in der Energiewirtschaft hoch. Als kritische Infrastruktur ist sie maßgeblich zur Erhaltung der Stabilität des staatlichen Gemeinwesens verantwortlich. Alle Bereiche, von Erzeugung über Transport, Verteilung und Speicherung bis hin zum Verbrauch und Handel, sind direkt oder indirekt von den Auswirkungen des Klimawandels betroffen. So werden bspw. Kraftwerke oder elektrische Leitungen in ihrem Wirkungsgrad maßgeblich durch äußere Witterungsereignisse beeinflusst [3].

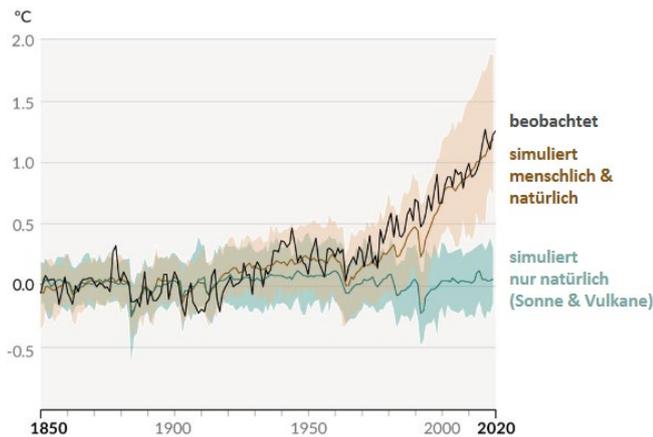


ABBILDUNG 1: ÄNDERUNG DER GLOBALEN OBERFLÄCHENTEMPERATUR (JÄHRLICHE MITTEL) AUS BEOBACHTUNGSDATEN UND SIMULIERT UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON MENSCHLICHEN & NATÜRLICHEN SOWIE NUR NATÜRLICHEN FAKTOREN (JEWELNS 1850 – 2020) [1].

Um diesen Einfluss zu verdeutlichen, werden in diesem Beitrag die Auswirkungen des Klimawandels auf die Verteilungsebene der Energieversorgung vertiefend betrachtet. Mit rund 1,8 Mio. km Leitungslänge bilden die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebenen des Verteilnetzes den Grundstock des Energienetzes. Im Vergleich zu den 37.000 km umfassenden Leitungslängen des Übertragungsnetzes, unterliegen das Verteilnetz und die zugehörigen Netzbetriebsmittel vielfältigeren und großflächigeren Auswirkungen des Klimawandels.

Im Fokus dieses Artikels steht nicht die Betrachtung eines einzelnen Unternehmens, sondern ein Überblick über mögliche Folgen des Klimawandels für verschiedene Klassen von Anlagen in elektrischen Verteilnetzen. Dazu werden einzelne ausgewählte Assets analysiert und der Einfluss des Klimawandels dargelegt. Hierfür wird in einem ersten Abschnitt auf den Klimawandel und die Definitionen und Abgrenzungen eingegangen. Es werden Wetterphänomene und ihr Einfluss erläutert und auf den nationalen Bezugsrahmen ausgerichtet. Darauf folgend werden Klimaeinflüsse auf spezielle Assets der Verteilnetzebene analysiert und bewertet. Abschließend erfolgt die Abschätzung von Auswirkungen. Ziel dieser Arbeit ist es somit, mögliche Einflüsse des anthropogenen Klimawandels auf einzelne Assets eines Verteilnetzbetreibers aufzuzeigen, um in diesem Zusammenhang die theoretische Grundlage für technische Anpassungsmaßnahmen sowie die zugehörigen Kostenkalkulationen zu legen.

II. KLIMASYSTEM UND KLIMAWANDEL – DEFINITION, ABGRENZUNG UND MODELLE

Das Klimasystem umfasst nicht nur die Atmosphäre und ihre Zusammensetzung, sondern auch die Komponenten des Ozeans, der Biosphäre, der Kryosphäre, der Geosphäre und der Landoberfläche. Diese Komponenten unterliegen externen Einflüssen (bspw. variierender Vulkanismus, solare Aktivitätsänderung), variablen Randbedingungen (bspw. plattentektonische Prozesse) und internen Wechselwirkungen und Prozessen (bspw. atmosphärische Zirkulationsanomalien, die auf die Meeresoberflächentemperatur wirken). Der Klimawandel wird durch die genannten Einflüsse und auftretenden Zustandsformen des Klimasystems, für verschiedene räumliche und zeitliche Skalen bedingt [4]. Damit eine Analyse der Auswirkungen des Klimawandels auf Verteilnetzbetreiber (VNB) erfolgen kann, wird zunächst auf die Grundlagen des natürlichen und anthropogenen Treibhauseffektes eingegangen.

A. Natürlicher Treibhauseffekt

Der natürliche Treibhauseffekt basiert auf dem Sachverhalt, dass die Erdatmosphäre eine weitgehende Durchlässigkeit in Bezug auf einen Großteil der kurzwelligen (Sonnen-)Strahlung aufweist, die langwellige Strahlung jedoch aufgrund der sich in der Atmosphäre befindlichen Treibhausgase zu einem erheblichen Teil reemittiert wird. Etwa ein Drittel der von der Sonne ausgehenden Strahlung wird durch die Atmosphäre zurückgestrahlt. Der Rest wird zu einem überwiegenden Teil von der Erdoberfläche absorbiert, welche sich infolgedessen erwärmt und in diesem Zusammenhang langwellige Strahlung in Richtung der Erdatmosphäre emittiert. Aufgrund der weitgehenden Undurchlässigkeit der Erdatmosphäre gegenüber langwelliger Strahlung, erfolgt im Anschluss die Reemittierung der von der Erdoberfläche ausgehenden Strahlung, wie ABBILDUNG 2 quantitativ zeigt. Ohne Atmosphäre würde eine mittlere Temperatur von -18 °C auf der Erde vorherrschen. Die damit einhergehende Erwärmung der Erdoberfläche und der unteren Atmosphäre (Treibhauseffekt) schafft die Grundlage für die mittlere globale Lufttemperatur von 14 °C bis 15 °C [1], [5].

Der Treibhauseffekt, bedingt durch die Gase Kohlenstoffdioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und halogenierten Treibhausgasen wie Trichlorfluormethan (CFC-11), führt ohne den menschenbedingten Einfluss zu einer Wärmerückstrahlung $< 1,5\text{ W/m}^2$. In der Atmosphäre befinden sich ohne menschlichen Einfluss ca. 280 ppm CO_2 , $< 1500\text{ ppb CH}_4$, $< 300\text{ ppb N}_2\text{O}$ [6].

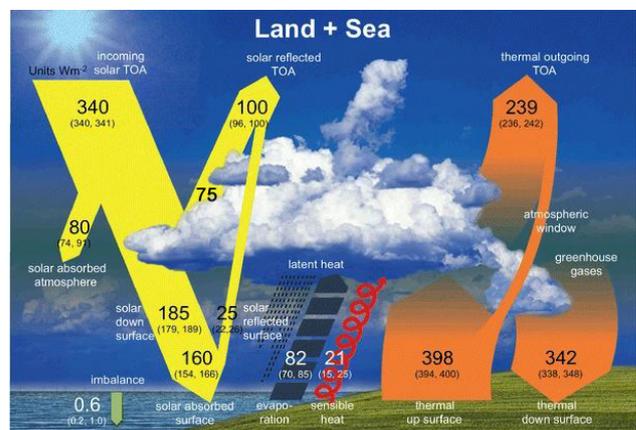


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES NATÜRLICHEN TREIBHAUSEFFEKTES [7].

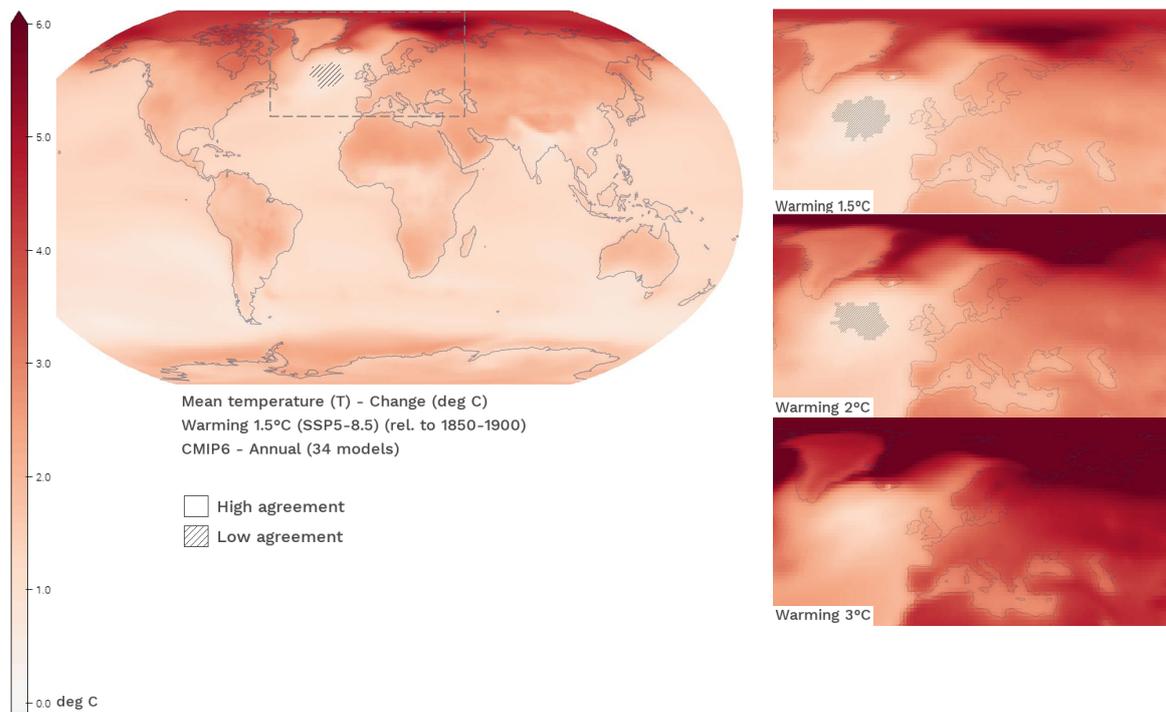


ABBILDUNG 3: VERÄNDERUNG DER MITTLEREN TEMPERATUR BEI EINER WELTWEITEN ERWÄRMUNG AUF 1,5 – 3 °C, IM VERHÄLTNISS ZUM VORINDUSTRIELLEN NIVEAU 1850 – 1900 NACH IPCC INTERACTIVE ATLAS.

B. Anthropogener Treibhauseffekt

Die Einflussnahme des Menschen auf den natürlichen Treibhauseffekt erfolgt in diesem Zusammenhang über die Änderung der Konzentration der genannten Treibhausgase in der Atmosphäre. Nach aktuellem Stand (2020, Messort: Zugspitze) bedeutet dies: 414 ppm CO₂, 1951 ppb CH₄, 333 ppb N₂O, in Summe führt dies zu einem CO₂-Äquivalent aller Gase von knapp 520 ppm CO₂. CO₂ trägt dabei knapp 66 %, CH₄ 16 % und N₂O 6 % bei. Dabei führt die Erhöhung der Treibhausgasmenge dazu, dass ein noch größerer Anteil der von der Erdoberfläche emittierten Strahlung von der Atmosphäre zurückgestrahlt wird. Dies führt zu einer Wärmestrahlung von 3,14 W/m² und effektiven Erwärmung von knapp [6].

Nach Ansicht des IPCC geht dieser Sachverhalt mit einer Erhöhung der mittleren globalen Oberflächentemperatur einher [3]. Der anthropogene Treibhauseffekt kann somit abschließend als ein Eingriff des Menschen in das Klimasystem definiert werden, bei dem die zusätzliche Freisetzung von Treibhausgasen den natürlichen Treibhauseffekt verstärkt.

C. Nutzung von Klimamodellen zur Vorhersage

Grundsätzlich gilt, dass Aussagen über die zukünftige Entwicklung des Klimas und die dafür genutzten Modelle mit Unsicherheiten verbunden sind. Die Klimaprojektionen sind stets für einen längeren Zeitraum von mindestens 30 Jahren zu betrachten bzw. auszuwerten. Die Vielfältigkeit der Inputfaktoren und deren Variabilität – besonders bei Extremwertbetrachtungen – wird ansonsten nicht genügend Rechnung getragen.

Bisherige Ergebnisse globaler Klimaprojektionen zeigen, dass die Unsicherheit mit zunehmendem Projektionshorizont ansteigt, was sich auch bei den regionalen Klimamodellen für die gemäßigten Breitengrade widerspiegelt. Je nach

Klimaparameter variieren die Unsicherheiten. Während niederschlagsbezogene Parameter, wie Menge und Häufigkeit, relativ unsicher sind, gelten temperaturbezogene Parameter als relativ sicher [8]. Nichtsdestotrotz stellen diese Modelle die aktuell einzige Möglichkeit dar, Klimaveränderungen vorherzusagen. Durch die Weiterentwicklung der künstlichen Intelligenz (KI) und Rechnerkapazitäten werden die Modelle zukünftig weiter optimiert werden.

III. KLIMAWANDEL – AUSWIRKUNGEN UND FOLGEN WELTWEIT UND IN DEUTSCHLAND

Laut den aktuellsten Berichten (2021 AR6) des Weltklimarats (IPCC) beobachten Wissenschaftler Veränderungen des Erdklimas in allen Regionen und im gesamten Klimasystem. Viele der beobachteten Klimaveränderungen sind seit Tausenden, wenn nicht Hunderttausenden von Jahren beispiellos, und einige der bereits in Gang gesetzten Veränderungen, wie der anhaltende Anstieg des Meeresspiegels, sind über Hunderte bis Tausende von Jahren unumkehrbar [9].

Auszüge des 6. Sachstandsbericht des IPCC (AR6), der 2022 veröffentlicht wird, sind bereits jetzt vorhanden. Ein Großteil der Merkmale des Klimawandels hängt direkt oder indirekt mit der globalen Erwärmung zusammen. Die Auswirkungen sind global gesehen sehr unterschiedlich. So ist beispielsweise die Erwärmung über Land stärker als im globalen Durchschnitt und in der Arktis mehr als doppelt so stark (siehe ABBILDUNG 3).

Die Auswirkungen der Temperaturentwicklungen bringen in verschiedenen Regionen eine Vielzahl von Veränderungen mit sich, die sich mit der weiteren Erwärmung noch verstärken werden. Dazu gehören Veränderungen bei Nässe und Trockenheit, bei Winden, Schnee und Eis, für Küstengebiete und Ozeane. Nachfolgend werden einige dieser Auswirkungen einzelner Klimaparameter detaillierter

beschrieben. Die Prognosemodelle ordnen Deutschland dabei in den Bereich West- und Zentraleuropa ein.

A. Temperatur

Der Bericht geht davon aus, dass die Klimaveränderungen in den kommenden Jahrzehnten in allen Regionen zunehmen werden. Bei einer globalen Erwärmung von 1,5 °C wird es immer häufiger zu Hitzewellen sowie längeren warmen und kürzeren kalten Jahreszeiten kommen. Bei 2 °C globaler Erwärmung würden Hitzeextreme häufiger kritische Toleranzschwellen für die Landwirtschaft und die körperliche Gesundheit von Betroffenen erreichen [1]. Erste Schätzungen zeigen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit, für eine globale Erwärmung über der Marke von 1,5 °C oder 2 °C in den nächsten Jahrzehnten bereits deutlich erhöht ist, sofern die Treibhausgasemissionen nicht sofort, rasch und in großem Umfang reduziert werden [9].

Um einen Anstieg der globalen mittleren Oberflächentemperatur (über 20 Jahre, kurz: GMST) von insgesamt 1,7 °C mit 67 %-iger Wahrscheinlichkeit zu umgehen, wurde ein verbleibendes weltweites CO₂-Budget bestimmt. Ab dem 01.01.2020 steht allen Ländern ein globales Gesamtrestbudget von 700 Gt CO₂ zur Verfügung. Eine Begrenzung des Anstiegs auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau ist mit einem Restbudget von 400 Gt CO₂ ausgewiesen [10]. Weltweit betragen die aktuellen CO₂-Emissionen der Weltbevölkerung ca. 40 Gt/a.

Bezüglich der Temperaturentwicklung in Deutschland kann festgestellt werden, dass die Tageshöchsttemperaturen aktuell und zukünftig verstärkt zu höheren Extremwerten tendieren, während bei den Tagestiefsttemperaturen eine Entwicklung zu weniger extremen Werten zu beobachten ist. Auf der Grundlage von Beobachtungen sowie Messungen, die bis in das 19. Jahrhundert zurückgehen, zeigt sich in diesem Zusammenhang auch bei den Tagesmitteltemperaturen eine Entwicklung in Richtung höhere Werte. Damit geht auch eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Hitzetagen und -wellen einher [11].

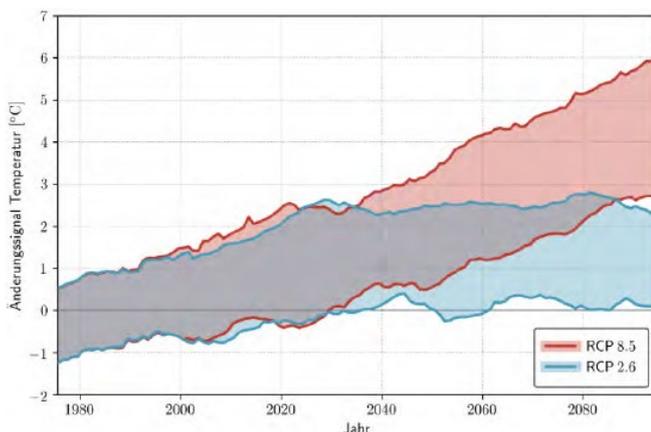


ABBILDUNG 4: PROGNOSE DER JAHRESMITTELTEMPERATURÄNDERUNG IN DEN SZENARIEN RCP 8.5 (37 KLIMAPROJEKTIONEN „WEITER-WIE-BISHER“ – WORST CASE) UND RCP 2.6 (15 KLIMAPROJEKTIONEN „KLIMASCHUTZ AB HEUTE“ – BEST CASE) FÜR DEUTSCHLAND [12].

Die mittlere Temperatur in Deutschland/Mitteuropa wird mit hoher Sicherheit auch unabhängig vom künftigen Ausmaß der Erderwärmung zunächst schnell weiter steigen. Die ABBILDUNG 4 zeigt die Ergebnisse eines bis 2017 von mehreren deutschen Forschungsinstituten durchgeführten

Projekts zum Thema Klimaprojektionen [12]. Hier wurden Klimaänderungssignale durch eine Vielzahl von regionalen Klimamodellen (RCM) anhand der beiden repräsentativen Konzentrationspfade (RCP) in hoher räumlicher Auflösung modelliert. Diese zeigen bei RCP 2.6, also jener Variante, bei der die CO₂-Emissionen ab 2020 um 2 Gt/a fallen und 2100 komplett auf 0 zurückgehen, eine Erhöhung der Jahresmitteltemperatur zwischen 0,7 und 2,4 °C ($\bar{T}_{RCP2.6} = 1,0$ °C). Dieses Szenario stellt den unteren Rahmen dar und ist nur zu erreichen, wenn direkt eine starke Einsparung an CO₂-Emissionen erfolgt. Realistisch betrachtet ist dies die unwahrscheinlichste Variante. Beim RCP 8.5, jener Variante, bei der die CO₂-Emissionen dem weiteren Verlauf des bisherigen Anstiegs folgen, wenn alle Hinweise zur Umsetzung des COP21 von Paris nicht befolgt werden, führen zu einer Erhöhung der Jahresmitteltemperatur zwischen 2,8 und 5,2 °C ($\bar{T}_{RCP8.5} = 4,0$ °C).

Als Resultat werden die wärmsten Tage und Hitzeperioden zunehmen und künftig häufigere extreme Hitzewellen eintreten. Diese Hitzewellen (mindestens an drei aufeinanderfolgenden Tagen wird das 98. Perzentil der Tagesmaximalwerte erreicht) zählen aktuell zu den größten Naturkatastrophen in Europa. Sie forderten bereits 2003 knapp 30.000 Menschenleben [13]. Die Verbindung von hoher Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit, Strahlung und geringer Windstärke führt besonders bei Älteren und Kleinkindern in bebauungsdichtebedingten wenig belüfteten Großstädten zu hohen Gesundheitsbelastungen. Wie die Messung in Großstädten in ABBILDUNG 5 zeigt, nimmt die Häufigkeit dieser Hitzewellen kontinuierlich zu. Nach RCP 2.6 würde dies bis 2100 zu 3,7 zusätzlichen Tagen und nach RCP 8.5 zu 19,4 zusätzlichen Tagen, mit Temperaturen über 30 °C führen [12].

Allein bei einem Anstieg der GMST um 1,5 °C wird die Anzahl an Tagen mit über 35 °C im Vergleich zur Periode von 1995 – 2014 um 2,5 Tage größer. Bereits bei einer Erhöhung der GMST um 2 °C GMST führt dies zu knapp 5 zusätzlichen Tagen (IPCC Interactive Atlas: CMIP6 - Days with TX above 35°C (TX35) Change days - Warming 1.5°C SSP5-8.5 (rel. to 1995-2014) - Annual (27 models) Regions: Western and Central Europe). Diese ziehen u. a. weitere Extremereignisse wie Brände nach sich. Gleichfalls führt die konstante Erwärmung dazu, dass weniger Schnee fällt und geschlossene Schneedecken unterhalb von 1.500 m NHN seltener werden.

B. Niederschläge

Bei der zeitlichen Niederschlagsverteilung lässt sich eine Verschiebung der jährlichen Niederschlagsmenge vom Sommer in den Winter beobachten. Als gesichert gilt zudem, dass mit fortschreitendem Klimawandel die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten winterlicher Starkniederschläge und das generelle Hagelpotenzial zunehmen wird. An dieser Stelle muss jedoch auch festgehalten werden, dass Prognosen bezüglich der zukünftigen räumlichen und zeitlichen Niederschlagsverteilung von großen Unsicherheiten geprägt sind [1], [3].

Für Deutschland gilt Ähnliches. Die Mehrzahl der Projektionen aus [12] simulieren für RCP 8.5 eine Änderung der Niederschlagsmenge von -60 % bis +40 % und für RCP 2.6 -30 % bis +10 % für den Sommer. Im Winter liegen die Werte zwischen 0 bis +40 % (RCP 8.5) und -12 % bis +15 % (RCP 2.6). Der Winterniederschlag nimmt in fast allen Simulationen zu. Bei der Niederschlagsmenge weisen die Projektionen auf deutlich höhere Mengen bei Starkregen hin.

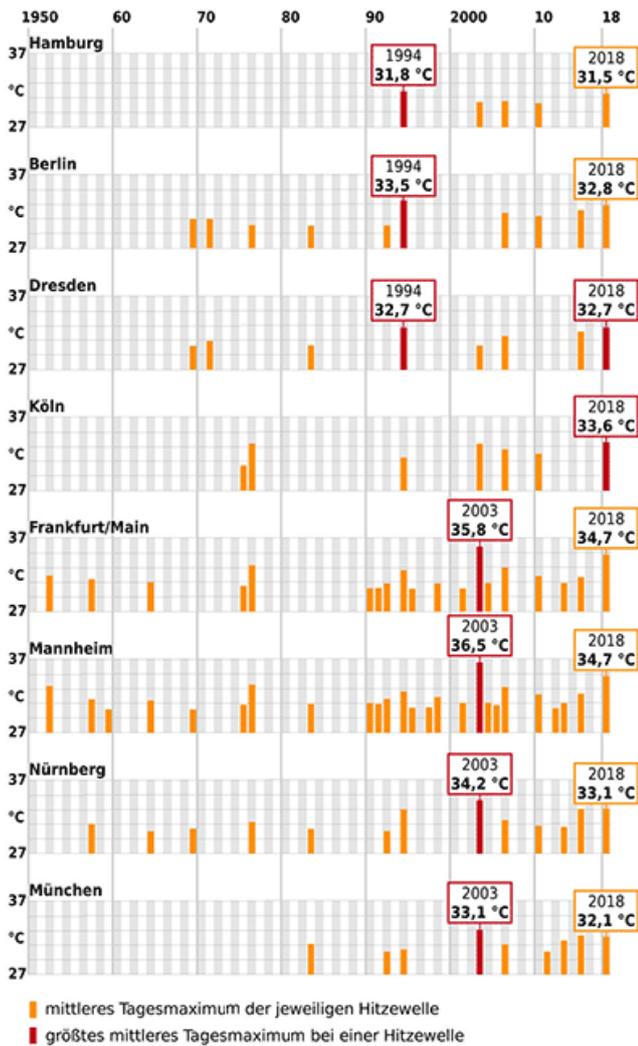


ABBILDUNG 5: MARKANTE HITZEWELLEN SEIT 1951 – 14-TÄGIGE HITZEPERIODEN MIT EINEM MITTLEREN TAGESMAXIMUM DER LUFT-TEMPERATUR VON MIND. 30 °C FÜR AUSGEWÄHLTE GROßSTÄDTE [14].

C. Starkwinde und Strahlung

Hinsichtlich des Auftretens von Starkwindereignissen ist die Trendlage uneinheitlich und dementsprechend mit sehr großen Unsicherheiten verbunden. Die Ausprägung von starken Winden nimmt in der Zukunft jedoch tendenziell zu [1], [3]. Gleiches gilt für die kurzweilige Strahlung (Globalstrahlung) [12]. Dies gilt global wie national.

IV. AUSWIRKUNGEN DES KLIMAWANDELS IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT UND IM BESONDEREN BEI VERTEILNETZBETREIBERN

Der Bereich der Energiewirtschaft umfasst die inländische Bereitstellung von Primärenergieträgern, die Umwandlung, Übertragung und Verteilung sowie Speicherung und den Verbrauch von Energie. Auch der Energiemarkt, -handel und zugehörige Institutionen sind Teil der Energiewirtschaft.

Der Fokus der Auswirkungen des Klimawandels wird auf die Bereiche: Energiebedarf, Energieumwandlung, Energieübertragung und -verteilung (Infrastruktur), Energieversorgung und Verfügbarkeit von Primärenergieträgern gelegt. Eine grobe Übersicht zu den Auswirkungen findet sich in ABBILDUNG 6.

Im Mittelpunkt der Betrachtung in diesem Artikel steht der Bereich Übertragung und Verteilung mit dem Schwerpunkt auf Verteilnetze und die betreibenden Institutionen. Da einige Publikationen, wie [15], hier nur den Fokus primär auf Leitungssysteme der Höchst- und Hochspannungsebene legen, wird im Rahmen dieses Artikels der Betrachtungsbereich erweitert. Diese Erweiterung passiert auf Grundlage einer Zusammenarbeit mit der Stromnetz Hamburg GmbH (SNH), dem verantwortlichen VNB der Metropolregion Hamburg. In Zusammenarbeit mit SNH werden bis zum Ende des Jahres 2022 Analysen zu den Auswirkungen des Klimawandels auf ausgewählte Assets analysiert und mögliche Sicherheitsvorkehrungen und Anpassungsmaßnahmen erarbeitet.

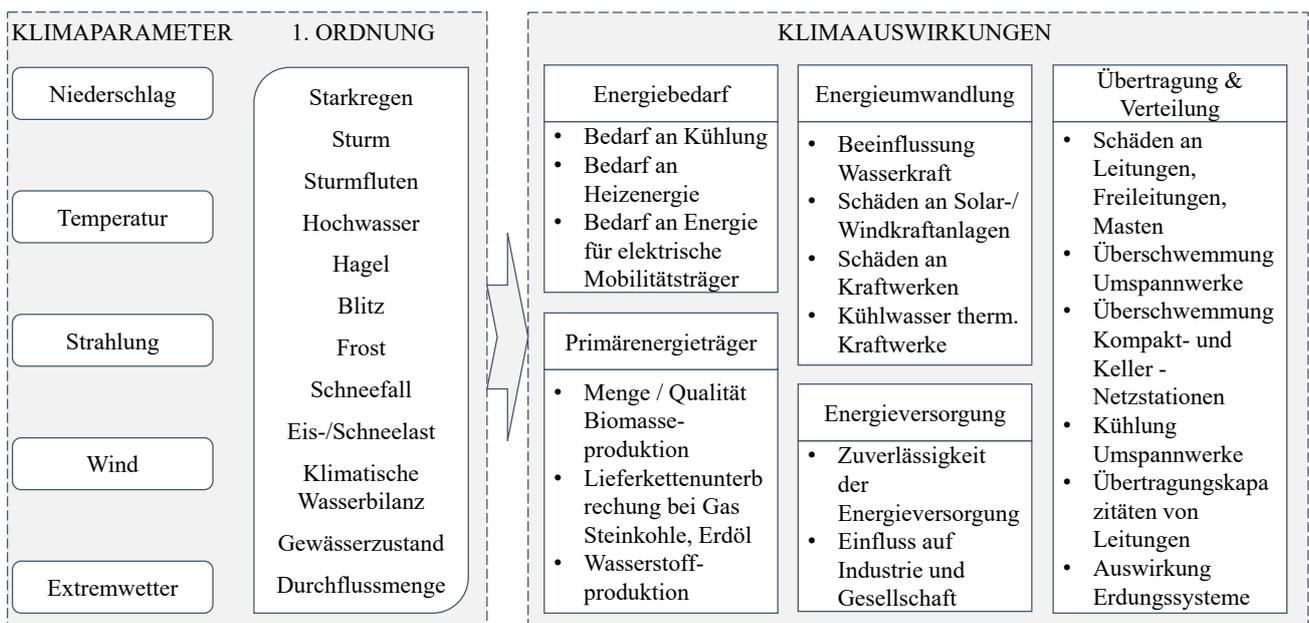


ABBILDUNG 6: DARSTELLUNG DER WIRKUNGSKETTE – BEGINNEND BEI KLIMAPARAMETERN, ÜBER RESULTIERENDE PARAMETER 1.ORDNUNG BIS HIN ZU AUSWIRKUNGEN DER KLIMAWÄNDERUNGEN AUF DIE ENERGIEWIRTSCHAFT, ANGELEHNT AN [15].

Da SNH einer der ersten VNB in Deutschland ist, der die Auswirkungen des Klimawandels als zukünftige Herausforderung erkannt hat und bisher auch forschungsseitig nur eine geringe Anzahl an Publikationen in diesem Gebiet existieren, wird auf Entwicklungen in anderen Ländern, wie den USA oder afrikanischen Staaten geschaut, um Entwicklungstendenzen und Forschungsergebnisse für Mitteleuropa ableiten zu können. Hierzu kann beispielhaft auf [16] verwiesen werden. Gleichzeitig sind die urbanen Räume besonders betroffen von Temperatur- und Extremereignissen, da sie neben hohen Bevölkerungsdichten auch Mikroklimaserscheinungen besonderen Ausmaßes aufweisen. Speziell die nächtliche Überwärmung der bodennahen Luftschichten (städtische Hitzeinseln, beispielhaft ABBILDUNG 7) sowie der Einfluss auf Strahlungs- und Wärmebilanzen seien hier hervorgehoben.

Da in der Verteilnetzebene der Freileitungsanteil im Vergleich zum Übertragungsnetz gering ist, sind direkte Auswirkungen wie die Reduktion der Leitungsfähigkeit bei bspw. häufig auftretenden warmen Temperaturextremen und Hitzewellen oder Schäden durch Stürme mit unmittelbarer Beschädigung von beispielsweise Masten und Kabeln eher selten. Daher standen bisher eher Übertragungsnetze aufgrund der gegebenen Klimaexposition im Fokus, wie beispielhaft in [17]. Indirekte Auswirkungen, die auf Grundlage langfristiger Einflüsse auf die Verteilnetze wirken, wurden bisher nicht im gleichen Maße analysiert. Dazu zählen u. a.:

- Stärkere Extremwetterereignisse (Hitze, Sturm, Niederschläge, Überflutungen, etc.)
- Veränderung der Bodenfeuchtigkeit/-temperatur
- Veränderung der Aufnahmefähigkeit von Böden und nicht versiegelten Räumen
- Verstärkung von Hitzeinseln und Reduzierung von Frischluftzugängen speziell im urbanen Raum (siehe ABBILDUNG 7)
- Veränderung des Grundwasserspiegels
- Anstieg des Meeresspiegels und Temperaturanstieg des Wassers

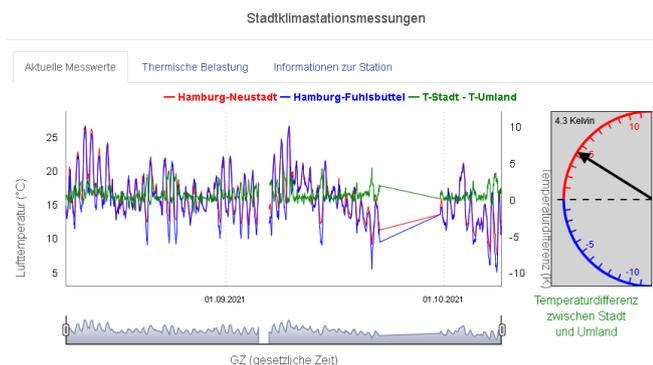


ABBILDUNG 7: DARSTELLUNG DER STÄDTISCHEN WÄRMEINSEL-INTENSITÄT – LUFTTEMPERATUR STADT (ROT IN °C) GEGENÜBER DER LUFTTEMPERATUR UMLAND (BLAU IN °C) = DIFFERENZTEMPERATUR (GRÜN IN °C); STÜNDLICHE TEMPERATURDIFFERENZ WIRD IM ZEIGERDIAGRAMM DARGESTELLT [18].

Um die Auswirkungen dieser und anderer langfristiger Tendenzen abschätzen zu können, wird der Fokus in dieser Arbeit auf ausgewählte Assetklassen des Verteilnetzes gelegt. Die Grundlage der Auswahl beruht auf den von SNH als

relevant aufgezeigten Assets im Rahmen des Projektes. Hierzu zählen Erdkabel und Erdungssysteme. Die Analyse weiterer Assets, Umspannwerke und untergeordnete Netzstationen ist im Verlauf vorgesehen. Alle in diesem Artikel angeführten Anmerkungen und Problemstellungen werden daher auf urbane Räume an Küsten bezogen. Auch die speziell in diesem Jahr aufgetretenen Wetterextreme wie hochwasserbedingte Überschwemmungen in Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz zeigen die unbedingte Relevanz dieser Betrachtungen.

V. KLIMAWANDELAUSWIRKUNG AM BEISPIEL VON BETRIEBSMITTELN

A. Kabelsysteme

Der aufgezeigte prognostizierte Klimawandel mit den dadurch eintretenden Veränderungen z. B. bei der Anzahl der Eis- und Frosttage sowie die Verlängerung der Vegetationsperiode sowie auch temporäre Wetterphänomene, werden nach bisherigen Erwartungen Einfluss auf die Bodenfeuchtigkeit und damit verbunden auch auf die Wärmeleitfähigkeit und Wärmespeicherfähigkeit haben.

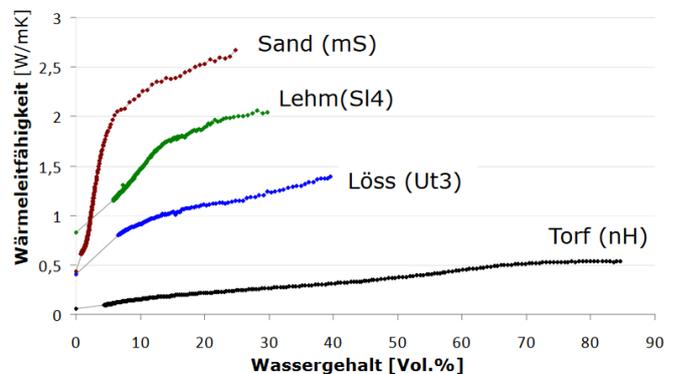


ABBILDUNG 8: WÄRMELEITFÄHIGKEIT IN ABHÄNGIGKEIT VON BODENTYP- UND WASSERGEHALT [19].

Wärmeleitfähigkeit und Wärmespeicherfähigkeit sind wesentliche Eingangsgrößen bei der Auslegung von Kabelsystemen, besonders hinsichtlich des Abstands und Leiterquerschnitts. Einflüsse auf einige ausgewählte Böden sind in ABBILDUNG 8 dargestellt. Der Einfluss von Boden- und Standortbedingungen ist allgemein bekannt und wird in Berechnungsverfahren zur Netzplanung bzw. der Strombelastbarkeit berücksichtigt (u. a. nach DIN VDE 0276-1000 und DIN VDE 0276-620). Dabei werden verschiedene Modelle angewandt, eines der bekanntesten ist das Zweischichtenmodell [20], [21]. Wie ABBILDUNG 9 zeigt, werden bei stationärer Betrachtung bei unbekanntem Boden grundsätzlich partielle Austrocknungen mit niedrigen Wärmeleitfähigkeiten λ_F in einem meist kleinen Bereich d_T um das Kabel angenommen.

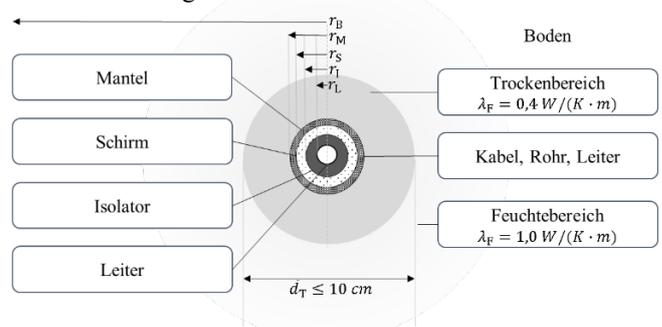


ABBILDUNG 9: DARSTELLUNG DES ZWESCHICHTENMODELLS UND DER WÄRMELEITFÄHIGKEIT DER BEIDEN ERDSCHICHTEN λ_F .

Transiente Bodenaustrocknungen sind mittels eines Systems gekoppelter Differentialgleichungen zu beschreiben [22], für die vorliegende Betrachtung jedoch zu komplex.

Die Verlustleistung/-wärme eines Kabels P_V wird u. a. aus den Leiterverlusten P_L ermittelt. Diese sind nach Formel (1) definiert und lassen sich aus dem Leiterwiderstand R_L bzw. dem spezifischen elektrischen Widerstand ρ_{spez} und dem effektiven Leiterquerschnitt A_{eff} ermitteln.

$$P_L = R_L \cdot I^2 = I^2 \cdot \rho_{\text{spez}} \cdot A_{\text{eff}} \quad (1)$$

Je nach Kabeltyp und -material bzw. -temperatur verändert sich die Verlustleistung. Hinzu kommen dielektrische Verluste der Isolationsschicht(en) P_I sowie Schirmverluste P_S . Letztere können durch die Kenntnis des Schirmwiderstands R_S , des im Schirm induzierten Schirmstromflusses I_S und des effektiven Leiterquerschnittes A_S nach Gleichung (2) ermittelt werden. Mithilfe eines konstanten Proportionalitätsfaktors von $0,15 \cdot I_S$ wird dies vereinfacht nach Formel (3) berechnet.

$$P_S = R_S \cdot I_S^2 = I_S^2 \cdot \rho_{\text{spez}} \cdot A_S \quad (2)$$

$$P_S = R_S \cdot (I \cdot 0,15)^2 \quad (3)$$

$$P_V = P_L + P_I + P_S \quad (4)$$

Vereinfacht man nun die Annahme zum Aufbau eines Kabels auf vier Materialsichten, den Leiter, die Isolierung, den Schirm und den Mantel, so kann die Leitertemperatur T_L unter Verwendung der spezifischen thermischen Widerstände σ_{th} , der Radien r (siehe auch ABBILDUNG 10) und der Bodentemperatur T_B , nach Formel (5) berechnet werden.

$$T_L = \frac{1}{2\pi} \left[\left(P_L + \frac{P_I}{2} \right) \sigma_{\text{th},I} \ln \frac{r_I}{r_L} + P_V \sigma_{\text{th},M} \ln \frac{r_M}{r_S} + P_V \sigma_{\text{th},B} \ln \frac{r_B}{r_M} \right] + T_B \quad (5)$$

Da steigende Bodentemperaturen, geringere Wassergehalte und damit niedrigere Wärmeleitfähigkeiten zu höheren Verlustleistungen führen, wird direkt die transportierbare Leistung reduziert und langfristig auch die Lebensdauer des Kabels verringert. Daher muss der Einfluss der klimatischen Bedingungen auf den Boden im Projekt untersucht werden.

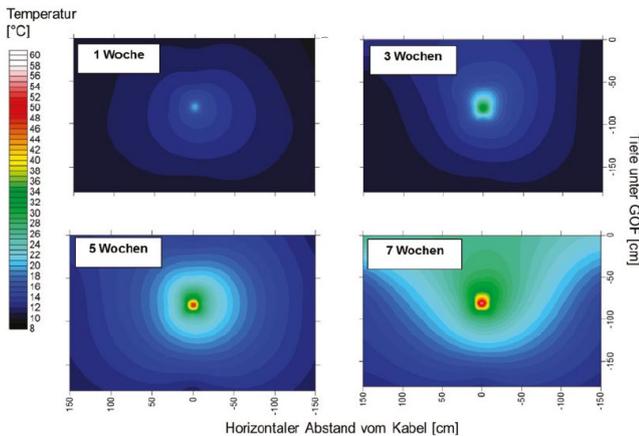


ABBILDUNG 10: ENTWICKLUNG DES TEMPERATURFELDES INNERHALB VERSCHIEDENER ZEITRÄUME IM BODEN [19].

B. Erdungsanlagen

Die Relevanz der Klimaveränderungen für VNB soll anhand eines weiteren Beispiels näher erläutert werden, um den möglichen entstehenden Aufwand bei der Klimawandelfolgenbearbeitung einschätzen zu können.

Erdungsanlagen von elektrischen Energieverteilungssystemen dienen vornehmlich dem Schutz von Mensch und Tier [23]. Aus der VDE 0101 sind Werte für die maximalen Berührungsspannungen im Falle eines Erdfehlers zu entnehmen, die durch Anlagenbetreiber im Rahmen der Planung von Anlagen Berücksichtigung finden müssen. Die ABBILDUNG 11 zeigt die maximalen zulässigen Berührungsspannungen U_T über die Dauer eines Fehlers bis zur Abschaltung t_F für Mensch oder Tier.

Bei einer Fehlerdauer über 10 s ist nach DIN EN 50522/ DIN VDE 0101-2 ein Wert von 85 V zu verwenden. Die Erdungsanlagen haben somit in erster Linie die Funktion, Fehlerströme gegen Erde abzuleiten. Durch die Ableitung des Fehlerstroms entsteht bedingt durch den Erdwiderstand ein Potenzialunterschied, der in ABBILDUNG 12 vereinfacht über einen Halbkugelerder dargestellt ist. Ersichtlich ist, dass die beiden zu beachtenden Spannungen, d. h. die Schrittspannung U_S und Berührungsspannung U_T , jeweils auf den Potenzialunterschied über einen Weg von 1 m bezogen werden.

Anders als in ABBILDUNG 12 werden in tatsächlichen Schaltanlagen Maschenerder mit Maschen von maximal 10×50 m verbaut, wobei die verwendeten Kupferbänder in einer Tiefe von 0,8 m verlegt werden. Am Rand des Erders in ABBILDUNG 12 tritt die höchste Spannung U_E auf. Die Umzäunung der technischen Anlagen wird aus diesem Grund immer außerhalb des letzten Erdungsbandes errichtet.

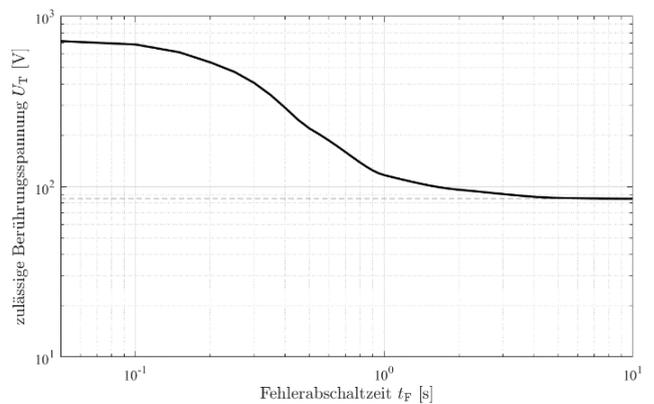


ABBILDUNG 11: EFFEKTIVWERTE DER ZULÄSSIGEN BERÜHRUNGSSPANNUNG BEI ERDFEHLERN IN ABHÄNGIGKEIT ZUR FEHLERABSCHALTZEIT GEM. VDE 0101-2.

Diese Erdungsspannung ist abhängig vom Fehlerstrom, der über Erde abgeleitet wird, als auch vom Durchmesser D des Maschenerders der Anlage. Formel (6) zeigt diesen Zusammenhang.

$$U_E = I_E \cdot \frac{\rho_E}{2 \cdot D} \quad (6)$$

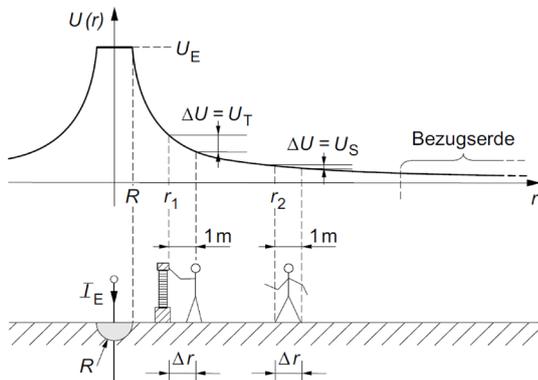


ABBILDUNG 12: SPANNUNGSVERLAUF UM HALBKUGELERDE UND BERÜHRUNGSSPANNUNG U_T SOWIE SCHRITTSpannung U_S FÜR MENSCHEN BEI EINGEPRÄGTEM ERDUNGSSTROM I_E [23].

Ebenfalls ist der spezifische Erdwiderstand ρ_E des Erdreiches bei der Berechnung der maximalen Erdungsspannung zu berücksichtigen. Dieser Wert ist maßgeblich von der Bodenfeuchte und der Zusammensetzung der Erde abhängig [24]. Bereits jetzt ist ersichtlich, dass hohe spezifische Erdwiderstände durch große Durchmesser der Maschenerder ausgeglichen werden müssen. An der Schaltanlage in ABBILDUNG 13 soll die dauerhafte Veränderung der Bodenverhältnisse und ihre Auswirkungen auf die Berührungsspannungen betrachtet werden. Die abgebildete Anlage ist über das 110 kV Freileitungsnetz angebunden und versorgt drei Erdkabel. Aufgrund der Erdseile der Freileitungsanlage und der Erderwirkung der Erdkabel findet eine weitere Entlastung des Maschenerders der Schaltanlage statt. Die zugehörigen anzusetzenden Impedanzen Z_{∞} der Kabel sollen mit $Z_{\infty,K} = 1 \Omega$ und die der Freileitung mit $Z_{\infty,F} = 2 \Omega$ angenommen werden. Hierbei soll erwähnt werden, dass diese Impedanzen ebenfalls vom spezifischen Erdwiderstand des umgebenden Erdreiches abhängen, dessen Berücksichtigung hier aber entfällt.

Das sich ergebende Ersatzschaltbild ist in ABBILDUNG 14 dargestellt. Dabei gibt der Reduktionsfaktor r den Anteil des Erdungsstroms an, der über Erde und nicht über die Erdseile der Freileitung geleitet wird. Ein üblicher Wert für den Reduktionsfaktor ist $r = 0,65$ [23]. Erfahrungsgemäß ist davon auszugehen, dass sich dieses Verhältnis bei einem Fehlereintritt nach mehr als 10 Masten einstellt, wovon in diesem Beispiel ausgegangen werden soll.

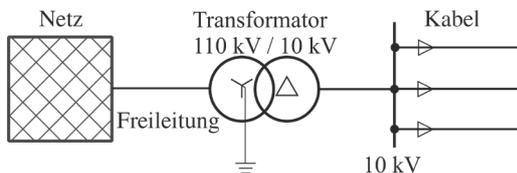


ABBILDUNG 13: BETRACHTETE SCHALTANLAGE MIT FREILEITUNG UND DREI ERDKABELN.

Der Erdwiderstand ergibt sich somit aus einer Parallelschaltung der Widerstände, wie in Formel (7) angegeben. Die Erdungsspannung wird nun als feste Größe angenommen, da die Erdungsspannung als sicherheitsrelevante Größe in die Betrachtungen einfließen muss. Nach ABBILDUNG 14 ist bei einer Fehlerabschaltzeit von $t_F = 0,1$ s eine maximale Erdspannung $U_E = 650$ V einzuhalten. Bei einem maximalen Fehlerstrom $I_E = 5000$ A entspricht dies einem Erdwiderstand $R_E = 0,2 \Omega$, der somit als konstant

angenommen werden muss, um die Vorgaben zur Berührungsspannung gem. ABBILDUNG 11 einzuhalten.

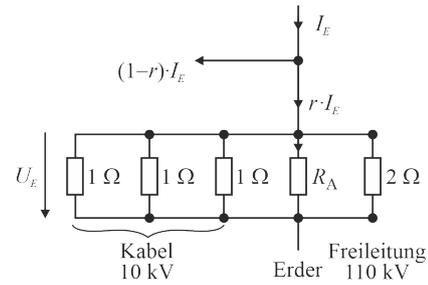


ABBILDUNG 14: ERSATZSCHALTBIld DER BETRACHTETEN SCHALTANLAGE.

$$R_E = R_A \parallel 1 \Omega \parallel 1 \Omega \parallel 1 \Omega \parallel 2 \Omega \quad (7)$$

$$R_A = \frac{\rho_E}{2 \cdot D} \quad (8)$$

$$D = \frac{\rho_E \cdot (Z_G \cdot R_E)}{2 \cdot Z_G \cdot R_E} \quad (9)$$

mit

$$Z_G = \frac{Z_{\infty,K} \cdot Z_{\infty,F}}{Z_{\infty,K} + 3 \cdot Z_{\infty,F}} \quad (10)$$

Mithilfe der Formel (8) zur Berechnung des Ausbreitungswiderstandes R_A ergibt sich Formel (9) zur Berechnung des Durchmessers des Maschenerders D in Abhängigkeit vom spezifischen Erdwiderstand ρ_E . Das Resultat dieser Betrachtungen ist in ABBILDUNG 15 dargestellt. Zu sehen ist, dass sich ein linearer Zusammenhang der Veränderungen zwischen dem spezifischen Erdwiderstand und dem Maschendurchmesser ergibt. Eine dauerhafte Veränderung des spezifischen Erdwiderstands führt somit zu der Notwendigkeit einer Vergrößerung der Maschenerderausdehnung. Insbesondere in städtischen, dicht bebauten Gebieten kann dies problematisch sein, da die Geländeverfügbarkeit nicht beliebig hoch ist. Neben der Ergänzung um weitere Maschen wäre die weitere Absenkung von Tiefenerdern in tiefere, besser leitende Erdschichten möglich [23].

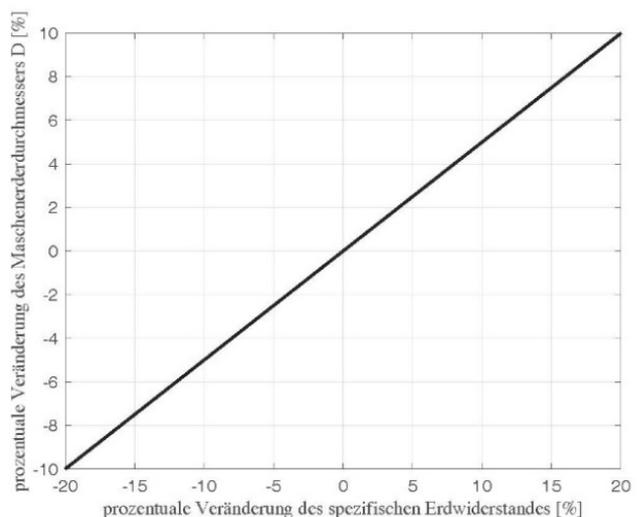


ABBILDUNG 15: NÖTIGKEIT DER VERÄNDERUNG DES MASCHENERDERRADIIUS D BEI EINER DAUERHAFTEN VERÄNDERUNG DES SPEZIFISCHEN ERDWIDERSTANDS ρ_E UNTER EINHALTUNG EINER MAXIMALEN ERDSPANNUNG $U_E = 650$ V.

Unklar ist noch, ob sich bei einer Austrocknung des Bodens der Blitzstrom, der sich auf die Erde und das Netz aufteilt – und verstärkt durch die Austrocknung über das Netz läuft – zu höher belasteten Betriebsmitteln führt. Diese Auswirkungen sollten im Bereich der Erdungssysteme über das Projekt analysiert und geklärt werden.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Die Folgen des Klimawandels lassen bereits jetzt deutlich werden, dass zukünftig der Anpassungsdruck auf kritische Infrastrukturen weiter steigen wird. Dies betrifft auch die Stromnetze, beispielsweise sind bereits jetzt verschiedene Assets der Verteilnetze vom klimatischen Wandel betroffen. Auch wenn weiterhin Unsicherheiten in Bezug auf genaue regionale Prognosen bestehen, wird anhand von Klimamodellen verdeutlicht, dass extreme Wetterlagen in ihrem Aufkommen weiter zunehmen werden.

Insgesamt drohen große Problemlagen, wie die Zerstörung von überirdischen Energieinfrastrukturen, speziell Masten und Leitungen durch starke Stürme, häufiger aufzutreten. Auch bei Verteilnetzen mit ihrem vergleichsweise geringen Anteil an freistehenden Betriebsmitteln bzw. Freileitungen wird das mögliche Auftreten von Dürren und extremen Hitzetagen immer relevanter. Hinzu kommt eine weiter anhaltende Urbanisierung, die die Netzbetreiber in großen Städten vor zusätzliche Herausforderungen stellt. So fördern Wärmeinseln in Städten, bedingt durch die steigende Bebauungsdichte und zunehmende Versiegelung, die Speicherung von Hitze in hochverdichteten Räumen. Fallende Grundwasserspiegel und höhere Lufttemperaturen führen zu trockeneren und wärmeren Böden. Gleichwohl kann es häufiger zu kurzfristigen Starkregenereignissen und Überschwemmungen kommen, die von diesen Böden dann nicht mehr aufgenommen werden können. Gerade in Städten spielt hier auch die Problematik der versiegelten Flächen eine entscheidende Rolle.

Im vorliegenden Fall wurden insbesondere die Einflüsse der klimatischen Veränderungen auf erdverlegte Leitungen und Erdungssysteme dargestellt und mögliche Auswirkungen aufgezeigt. Weitere Einflüsse, zum Beispiel auf Umspannwerke und untergeordnete Netzstationen, werden zusammen mit möglichen Lösungen und Anpassungsstrategien in Kooperation mit SNH untersucht und im zu erstellenden Projektabschlussbericht dokumentiert. Speziell die Forschung im Bereich des spezifischen Einflusses von Klimawandelauswirkungen ist noch ausbaufähig. Mögliche Forschungsziele wie die Auslegungsoptimierung von erdverlegten Leitungen anhand bodenspezifischer Eigenschaften oder die energieeffiziente Gebäudeoptimierung von umbauten Umspannwerken stehen möglicherweise zukünftig verstärkt im Forschungsfokus. Gleiches gilt für die Kraftwirkungen auf Kabel aufgrund der Ausdehnung bei Wärmeentwicklung und verschiedenen Bodenfeuchtigkeiten (sowie den Zusammenhang zwischen Verlustleistung und lokaler Bodenaustrocknung). Mögliche weitere Forschungsaspekte könnten die erhöhte Anfälligkeit für Muffenfehler, d. h. das Herausziehen der Kabel aus den Muffen bei trockenen oder feuchten Böden oder die grundsätzlichen Bodenverschiebungen beim Trocknen und Befeuchten (abhängig vom Bodentyp) sein.

LITERATUR

- [1] Z. Zhongming; L. Linong; Z. Wangqiang; & L. Wei: AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis, Cambridge University Press. In Press. 2021.
- [2] L. Bieritz: Die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirtschaft: Welche Folgen hat die Erwärmung auf die Energieerzeugung und -verteilung? S.7, GWS Discussion Paper, No. 2015/7, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), Osnabrück, 2015.
- [3] G. P. Brasseur; D. Jacob; S. Schuck-Zöller: Klimawandel in Deutschland. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [4] H. Goosse: Climate system dynamics and modeling. Cambridge University Press, 2015.
- [5] H. Behr: Numerische Klimamodelle - Was können sie, wo müssen sie verbessert werden? Teil I: Das Klimasystem der Erde, Schweinfurt: Deutscher Wetterdienst, 2002.
- [6] "THE NOAA ANNUAL GREENHOUSE GAS INDEX (AGGI)" [Online]. URL: <https://gml.noaa.gov/aggi/aggi.html> [Zugriff 19.10.2021].
- [7] "Treibhauseffekt", [Online]. URL: <https://wiki.bildungserver.de/klimawandel/index.php/Treibhauseffekt> [Zugriff am 25. Aug. 2021].
- [8] R. J. Brienen; L. Caldwell; L. Duchesne; et al.: Forest carbon sink neutralized by pervasive growth-lifespan trade-offs. Nature communications, 11(1), 2020.
- [9] "Climate change widespread, rapid, and intensifying – IPCC" [Online]. URL: <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>, [Zugriff 29.09.2021].
- [10] "IPCC-Bericht: Klimawandel verläuft schneller und folgenschwerer" [Online], URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/ipcc-bericht-klimawandel-verlaeuft-schneller>, [Zugriff: 29.09.2021].
- [11] Deutscher Wetterdienst: Nationaler Klimareport 2016. Klimagestern, heute und in der Zukunft. Offenbach, 2016.
- [12] H. Hübener; K. Bülow; C. Fooker; et al.: ReKliEs-De Ergebnisbericht. Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). doi:10.2312/WDCC/REKLIESDE_ERGEBNISBERICHT, 2017.
- [13] P. A. Stott; D. A. Stone; M. R. Allen: Human contribution to the European heatwave of 2003, NATURE, Vol. 432, 2004.
- [14] "Wetter- und Klimalexikon - Hitzewelle" [Online], URL: <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=101094&lv3=624852>, [Zugriff: 30.09.2021].
- [15] M. Buth; W. Kahlenborn; J. Savelsberg; et al.: Vulnerabilität Deutschlands gegenüber dem Klimawandel. Clim Chang, 24, 2015.
- [16] J. O. Ebinger: Climate impacts on energy systems: key issues for energy sector adaptation. World Bank Publications, 2011.
- [17] M. Groth; J. Cortekar: Die Relevanz von Klimawandelfolgen für Kritische Infrastrukturen am Beispiel des deutschen Energiesektors (No. 335). Working Paper Series in Economics, 2015.
- [18] "Wärmeinsel - Stadtklimastationen" [Online], URL: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/klimawirk/stadtpl/projekt_waermeinseln/sksm/sksm_node.html, [Zugriff: 14.10.2021].
- [19] G. Wessolek; S. Trinks: Das CableEarth-Verfahren zur ökologischen Bewertung und Optimierung der Strombelastbarkeit erdverlegter Energiekabel. In Boden und Energiewende (pp. 39-59). Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [20] H. Brakelmann: Einfluß eines natürlichen Temperaturgradienten im Boden auf die Belastbarkeit von Energiekabeln. Elektrizitätswirtschaft Jg. 81, 1982.
- [21] H. Brakelmann: Belastbarkeiten der Energiekabel – Berechnungen und Parameteranalysen – VDE Verlag Berlin, 1985.
- [22] A. L. Snijders; G.U. Groeneveld; J. Vermeer; et al.: Moisture migration and drying-out in sand around heat dissipating cables and ducts. KEMA/HEIDEMU Report, 1981.
- [23] K. Heuck; K.D. Dettmann; D. Schulz: Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden 2013, ISBN 978-3-8348-1699-3 (Print-Ausgabe), ISBN 978-3-8348-2174-4 (eBook), 2013.
- [24] W. Schrank: Schutz gegen Berührungsspannungen: Schutzmaßnahmen gegen elektrische Unfälle durch Berührungsspannungen in Niederspannungsanlagen, Reprint 2019 edn, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Berlin, Boston, 2019.

Von der Realität zum (hybriden) digitalen Zwilling: Intelligente Prozesse in der Wasseraufbereitung

Sebastian Chalupczok*, Nora Pankow,
Steffen Krause, Christian Schaum
Professur für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik
Universität der Bundeswehr München
Neubiberg, Deutschland,
*sebastian.chalupczok@unibw.de

Meriam Jebali Samet*, Henrik Wienken, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität /
Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland,
*meriam.jebali@hsu-hh.de

Kurzfassung – Wasserversorgung und Abwasserentsorgung gehören zu den kritischen Infrastrukturen (KRITIS). Kann die Abwasserentsorgung nicht sichergestellt werden, hat das neben hygienischen Problemen auch ernste Folgen für die Umwelt. Bei Kläranlagen handelt es sich um langlebige Infrastrukturen. Sich ändernde Rahmenbedingungen können jedoch für längere Prognosezeiträume nicht sicher vorausgesagt werden. Neben der Sicherstellung der Abwasserbehandlung liegt der Fokus zunehmend auf der Energieeffizienzsteigerung von Kläranlagen als einer der größten Stromverbraucher im kommunalen Umfeld. Dieser Artikel beschreibt die möglichen Störfälle für die Abwasserbehandlung. Außerdem wird beschrieben, wie die Untersuchung von Extremszenarien mithilfe eines hybriden digitalen Zwillings abgebildet und die digitale Abbildung einer Kläranlage für ein intelligentes Entscheidungs- und Energiemanagementsystem je nach Anwendungsfall eingesetzt werden kann.

Stichworte – digitaler Zwilling, Abwasserbehandlung, kritische Infrastruktur, Energieoptimierung, Störfall

NOMENKLATUR

BBK	Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMI	Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat
BSIG	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
dtec.bw	Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr
GAK	Granulierte Aktivkohle
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
NKB	Nachklärbecken
RISK.twin	Intelligente kritische technische Infrastruktur
ÜS	Überschussschlamm
ZEMA	Zentrale Melde- und Auswertestelle für Störfälle und Störungen

I. EINLEITUNG

Wasser und Energie zählen zu den kritischen Infrastrukturen (KRITIS), wobei kritische Infrastrukturen anfänglich aus militärischer und wirtschaftlicher Sicht definiert wurden, da es bei Schäden und Unterbrechungen zu ökonomischen oder militärischen Schaden kommen kann [1]. Der Blick auf diese kritischen Infrastrukturen hat sich seitdem auch in Deutschland gewandelt und verfolgt nicht mehr einen kurativen, sondern einen präventiven Ansatz. Demnach existieren verschiedene Definitionen für kritische Infrastrukturen [2, 3]. Ende der 90er Jahre wurden sieben Sektoren der kritischen Infrastruktur zugeordnet [1], wobei nach den Terroranschlägen vom 11. September 2001 und dem Sommerhochwasser 2002 [4–6] neben der Informationstechnik und Telekommunikation die Aufmerksamkeit auf weitere Sektoren gerichtet wurde [7]. Die (Trink-)Wasserversorgung und Abwasserentsorgung wurde Anfang 2004 dem Bereich der Versorgung zugeordnet und ist seit 2009 in § 2 Abs. 10 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) als eigenständiger Sektor aufgeführt [7], was den wichtigen Stellenwert der Wasserver- und -entsorgung hervorhebt.

Eine effektive und sichere Abwasserbehandlung hat eine große Bedeutung für die Gewährleistung eines guten hygienischen Zustandes zur Vermeidung von Seuchen sowie zum Umwelt-, Natur- und Klimaschutz. Abwasserbehandlungsanlagen stehen mit steigenden Anforderungen an die Reinigungsleistung und weiteren Beanspruchungen durch den Klimawandel sowie dem demographischen Wandel vor einer Vielzahl an Herausforderungen. Die zunehmende Digitalisierung in Form von flexibler Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik bietet neben Chancen, durch intelligente Betriebsweisen bei ungewöhnlichen Ereignissen frühzeitig und im geeigneten Maß zu reagieren, auch ein Risiko hinsichtlich zunehmender Komplexität und menschlichem sowie technischem Versagen bzw. Sabotage (z. B. Cyberangriffe/-terrorismus). Ein großes Potenzial zur Systemzustandsüberwachung, Energieoptimierung und Risikovorhersage für zukünftige Abwasserbehandlungsanlagen steckt in digitalen Zwillingen, die ein reales Objekt virtuell spiegeln und simulieren [8]. Der Unterschied zu reinen Simulationsmodellen liegt in der durchgehenden Erfassung von Sensordaten, die einen digitalen Zwilling nicht nur zum Simulieren und Prognostizieren, sondern durch künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen auch zur Echtzeitopti-

mierung und zum Werkzeug für politische Entscheidungsunterstützung und Kommunikation bei Extrem- und Versagenszenarien befähigen. Das Forschungsvorhaben RISK.twin – Intelligente kritische technische Infrastruktur der Universität der Bundeswehr München (UniBwM) und der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) befasst sich u. a. mit der Entwicklung von digitalen Zwillingen für Abwasserbehandlungsanlagen, um die Vorteile aus physikbasierten Simulationen und datenbasierten Ansätzen zu einem hybriden digitalen Zwilling zu vereinen und damit die zukünftige Abwasserbehandlung resilient zu gestalten.

II. STÖRFÄLLE AUF KLÄRANLAGEN

Die Abwasserbehandlung kann durch verschiedene Szenarien gefährdet werden, die den herkömmlichen Anlagenbetrieb beeinträchtigen können. Dadurch kann es zu einem unkontrollierten Schadstoffaustritt in die Umwelt kommen, was weitreichende Folgen für Menschen, Tiere und Pflanzen haben kann. Das Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (BMI) stuft die Risiko- und Gefährdungsszenarien nach dem All-Gefahren-Ansatz in die drei Kategorien (i) Naturereignisse, (ii) technisches bzw. menschliches Versagen und (iii) Terrorismus, Kriminalität sowie Krieg ein [7]. Wenngleich ein Störfall durch kriegerische Handlungen im europäischen Raum als unvorstellbar anzunehmen ist, können sich die genannten Störfälle in der auftretenden Frequenz, Umfang und den spezifischen Eigenschaften unterscheiden [9]. Nach der Störfallverordnung (12. BImSchV §2 Nr. 7) ist ein Störfall definiert als ein Ereignis, dass unmittelbar oder später innerhalb oder außerhalb des Betriebsbereichs zu einer ernststen Gefahr oder zu Sachschäden führt. Dabei ist als Ereignis eine Störung des bestimmungsgemäßen Betriebs unter Beteiligung eines oder mehrerer gefährlicher Stoffe anzusehen. Bei Anlagen zur Abwasserbehandlung sind verschiedene Ursachen und Auswirkung von Störfällen von Relevanz, die im Folgenden vorgestellt werden.

A. Schadstoffe im Zulauf von Kläranlagen

Der Behandlungsprozess in der Kläranlage kann z. B. durch illegales Einleiten von Chemikalien oder eine plötzliche Stoßbelastung in die Kanalisation gestört werden. Problematisch sind für Kläranlagen besonders Stoffe, die Auswirkungen auf das Wachstum der Bakterien in der biologischen Behandlung haben und die Reinigungsleistung hemmen oder die Bakterien abtöten. Daraus ergeben sich bspw. die Fragestellungen, ab welchem Auslastungsgrad (Schadstofffracht) und bei welcher Schadstoffkonzentration (chemischer Sauerstoffbedarf, Stickstoff, Schwermetalle, pH-Wert etc.) die biologische Reinigungsleistung zum Erliegen kommt, sowie welche Pufferwirkung eine Kläranlage mit gegebener Ausbaugröße hat. Ein intelligentes Online-Monitoring mittels entsprechender Sensorik kann helfen, frühzeitig auf Anomalien im Zulauf zu reagieren und so entweder verfahrenstechnisch durch eine erhöhte Sauerstoffzufuhr, durch eine vorübergehende Speicherung oder durch eine gezielte Bypass-Führung bei Spitzenbeaufschlagungen entgegenzuwirken. Daneben wird die Genauigkeit von Überwachungsmessungen, die Sensorplatzierung und die Datenqualität eine Rolle spielen, sowie die Cybersicherheit bei drahtlosen Sensornetzwerken und der entsprechende Störfallplan [10].

B. Störungen durch Klimaeinwirkungen

Die Auswirkungen des Klimawandels zeigen sich bereits jetzt durch ausgeprägte Dürren, Trockenheit und intensive Starkregenereignisse, die zu Hochwasserkatastrophen führen können und damit die Abwassermenge und -konzentration beeinflussen. Hinzu kommen starke hydraulische Belastungen, sowie die Versandung der Anlage durch Hochwasser und Starkregenereignisse, welche zum Totschaden von Kläranlagen führen und Kaskadeneffekte wie Fischsterben auslösen können [11]. Die Auswirkungen des Klimawandels sind schleichende Prozesse, welche die Siedlungswasserwirtschaft bereits jetzt beachten muss, um die zukünftige Wasserver- und -entsorgung resilient zu gestalten.

C. Technisches und menschliches Versagen

Ereignisse und Störfälle können durch technisches und menschliches Versagen herbeigeführt werden. Nach einer Auswertung von Störfällen und sonstigen Ereignissen in industriellen Anlagen des TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG im Auftrag des Umweltbundesamts treten statistisch die häufigsten Störfälle durch menschliche Fehler (26 %) auf, gefolgt von Störfällen durch Instandhaltung und Umbau. Häufig genannte Ursachen waren z. B. unzureichende Entscheidungsfindung durch Verantwortliche oder Zuständige aufgrund falscher bzw. unzureichender Informationen, fehlerhafte Kontrollen (intern oder extern), die mangelnde Gefahrenbewertung (Alarmierungsregeln, Schutzausrüstung, Gefahrensensibilisierung etc.) sowie lückenhafte bzw. veraltete Dokumentationen [12]. Auch im Jahresbericht der ZEMA (2015 – 2017; Zentrale Melde- und Auswertestelle für Störfälle und Störungen in verfahrenstechnischen Anlagen) werden in den Jahren 2015 – 2017 ca. 34 % der Ursachen technischen Fehlern zugeordnet, gefolgt von ungefähr 31 % durch menschliche Fehler [13].

Die Ursache von technischem Versagen kann z. B. in dem Ausfall oder der Fehlfunktion von Aggregaten und Messgeräten liegen und in der Auswirkung auf die Abwasserbehandlung variieren. In Extremfällen kann die Behandlung nicht aufrechterhalten werden. Auch Explosionen und Brände, wie im Fall der Explosion eines Methanol-Speichers für die nachgeschaltete Denitrifikation in Florida, traten durch eine unzureichende Gefahrensensibilisierung und Sicherheitsbewertung auf. Bei diesem Unfall wurden Methanol-Dämpfe durch Schneidbrennerarbeiten über dem Tank entzündet [14]. Gerade bei der Entscheidungsfindung und Risikobewertung können digitale Zwillinge einen Anteil zur Sicherstellung des Anlagenbetriebs sowie zur Gefahrenreduzierung beitragen.

D. Störungen durch Stromausfall

Bei einem Stromausfall kommt es zum Ausfall der Versorgung mit elektrischer Energie, wobei sich die Arten von Stromausfällen durch die Dauer und die betroffene Fläche unterscheiden [15]. Kläranlagen verfügen in der Regel über eine Notstromversorgung, die einen Betrieb in Volllast erlauben [16]. Falls es sich jedoch um einen längeren Stromausfall handelt und die Notstromaggregate ebenfalls ausfallen, kann das Kläranlage das Abwasser nicht behandeln. Das Abwasser muss dann entweder aufgefangen und durch andere Kläranlagen gereinigt werden oder es wird direkt in das Gewässer eingeleitet, was einen unmittelbaren Umweltschaden nach sich zieht [16]. Eine intelligente Steuerung im Notfallbetrieb könnte das geregelte Herunterfahren der Anlage unter Beachtung der unterbrochenen Daten-

übertragung ermöglichen. Daneben stellt sich die Frage nach der Schwarzstart-Fähigkeit von Kläranlagen nach einem Stromausfall, d. h. dem Anfahren des Kläranlagenbetriebs aus abgeschaltetem Zustand.

E. (Cyber-)Terrorismus und Kriminalität

Die zunehmende Vernetzung von technischen Geräten sowie die voranschreitende Digitalisierung bringen sowohl neue Chancen als auch Risiken für die Siedlungswasserwirtschaft. Während Betriebszustände und Sensordaten durch Fernwirktechnik abgefragt werden können, eröffnet sich gleichzeitig eine neue Gefährdungslage durch Cyber-Angriffe auf die IT-Infrastruktur. Nach einer Analyse der bitkom erlitten 70 % der Unternehmen Schäden durch digitale Angriffe (u. a. durch Schadsoftware und Angriffe auf Passwörter). Dabei waren unter Privatpersonen auch ehemalige Mitarbeiter unter den Tätern [17]. Durch die Anbindung von modernen industriellen Kontrollsystemen (SCADA, SPS, HMI etc.) an das Internet entstehen weitere potenzielle Angriffspunkte für Cyberkriminalität und -terrorismus [18 – 22]. Die Vulnerabilität von SCADA-Systemen steigt besonders dann, wenn die industriellen Kontrollsysteme über TCP/IP mit dem Internet verbunden sind. Aus diesem Grund wird es zukünftig erforderlich sein, neben der Verbesserung von Zugangskontrollen entsprechende Sicherheitsüberwachungstools zu entwickeln, welche eine interne Überwachung sowie Anomaliendetektion ermöglichen. Diese könnte u. a. durch eine gesonderte Authentifizierung für besonders vulnerable Prozesse erfolgen oder dadurch, dass ein bestimmter Datenverkehr über Profibus bzw. Profinet durch interne Firewalls oder durch Kryptographie geschützt ist [22, 23].

III. ABBILDUNG VON STÖRFALL-SZENARIEN FÜR KRITIS DURCH HYBRIDEN DIGITALEN ZWILLING

Im Folgenden werden das methodische Vorgehen sowie die Zusammenarbeit beider Universitäten zur Erreichung eines hybriden digitalen Zwillings für die Abwasserbehandlung, zu den Zwecken der Systemzustandsüberwachung, Risikovorhersage und Verfahrensoptimierung, dargestellt.

A. Risikoanalyse

Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) hat für die Durchführung von Risikoanalysen für die kritische Infrastruktur (KRITIS) einen pragmatischen Ansatz entworfen [24]. Den verschiedenen Verwaltungsebenen soll damit eine systematische Methode an die Hand gegeben werden, um relevante Gefahren zu erkennen, die Verwundbarkeit beschreiben und das Schadensausmaß und die Eintrittswahrscheinlichkeit von Szenarien bestimmen zu können. Für die Abschätzung der Verwundbarkeit gegenüber Hochwasserereignissen und für die Trinkwasserversorgung wurden auf Basis dieser Methode bereits Risikoanalysen durchgeführt [25, 26]. In dieser Arbeit soll diese Methodik auf die Abwasserbehandlung übertragen werden.

Das Vorgehen nach der Methode des BBK umfasst fünf Schritte (siehe ABBILDUNG 1). Im ersten Schritt wird der Kontext der Abwasserbehandlung beschrieben und dafür die möglichen Gefahren zusammengestellt. Das BMI unterteilt die Gefahren in Naturkatastrophen, Unfälle und Anschläge [27].

Diese Gefahren bilden die Grundlage für die Beschreibung der Risikoszenarien mittels spezifischer Parameter. Der Kern der Risikoanalyse ist die Untersuchung der Vulnerabilität der einzelnen Komponenten des beschriebenen Systems in Hinblick auf die einzelnen Szenarien. Im fünften Schritt werden für jedes Szenario das Schadensausmaß und die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt. Mithilfe dieser beiden Eigenschaften lässt sich das Risiko des jeweiligen Szenarios in einer Risikomatrix darstellen und mit anderen Risiken vergleichen.

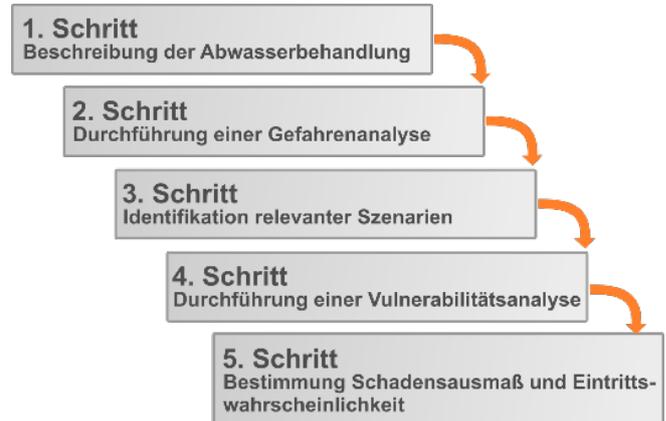


ABBILDUNG 1: ABLAUF EINER RISIKOANALYSE NACH DER METHODE DES BBK [26].

B. Versuchskläranlage

Die Hauptfunktion von Kläranlagen ist die Behandlung von Abwasser. Diese darf zu keinem Zeitpunkt beeinträchtigt werden. Aus diesem Grund ist die Erprobung von Störfall- sowie Extrem- und Versagensszenarien auf realen Kläranlagen nicht möglich. Zur Abbildung einer realen Kläranlage wird aus diesem Grund eine zweistraßige Versuchskläranlage am Standort der Universität der Bundeswehr München aufgebaut, bestehend jeweils aus einem konventionellen Belebtschlammverfahren (Vorlage, Denitrifikation, Nitrifikation, Nachklärung) und Dosiermöglichkeiten, mit optionaler Nachbehandlung mittels Sand-/GAK-Filtration (GAK: granuliert Aktivkohle) sowie Ultrafiltration. Die Anlagen werden mit marktüblicher großtechnischer Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie der entsprechenden Prozessleittechnik nach Stand der Technik ausgestattet (siehe ABBILDUNG 2). Die Ausbaugröße der Versuchs- bzw. Demonstrationsanlage wird rund 2 Einwohnerwerte (ca. 300 L/d) betragen. Der modulare Aufbau der Versuchsanlage ermöglicht es, diese standortunabhängig zu betreiben und ggf. Abwasser von ausgewählten Kläranlagen vor Ort zu behandeln.

Zur Steuerung, Überwachung und Verwaltung der Prozesstechnik ist der Zugriff auf die Anlage vor Ort als auch aus der Ferne möglich. Dabei werden die Anlagen als kritische Infrastrukturen betrachtet und mit sicheren Webanwendungen und Fernwirktechnik ausgestattet (feingranulare Rechtevergabe, Passworrichtlinien etc.). Die elektrischen Verbrauchswerte aller Hauptenergieverbraucher (Pumpen, Gebläse, Rührwerke etc.) werden zur Energieerfassung in Echtzeit mit einem digitalen Einbaumessgerät erfasst.

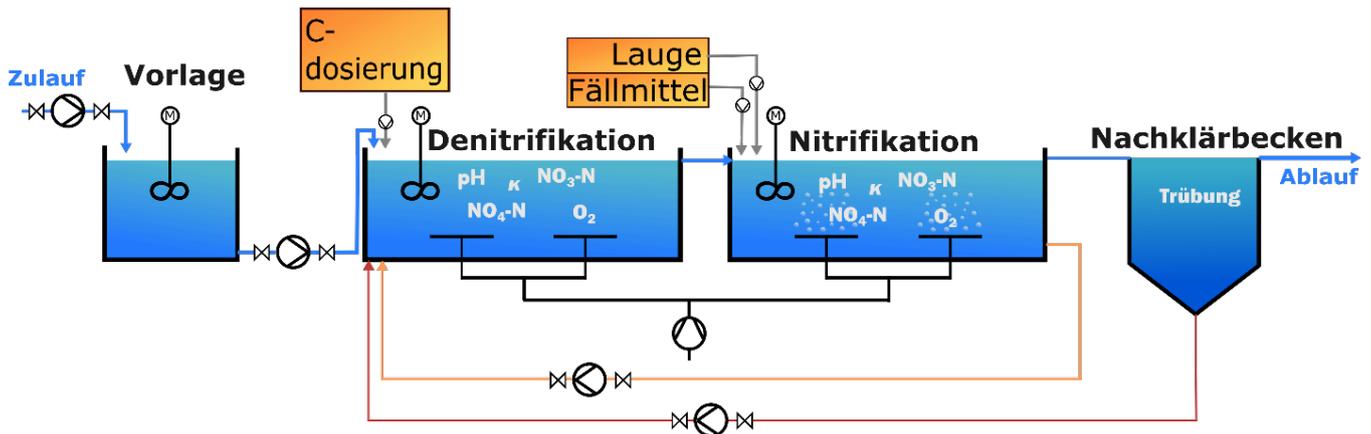


ABBILDUNG 2: BEISPIELHAFTES VERFAHRENSFLIEßBILD UND ÜBERWACHUNGSPARAMETER DER VERSUCHSKLÄRANLAGE DER UNIBWM, BESTEHEND AUS VORLAGEBEHÄLTER, DENITRIFIKATION, NITRIFIKATION UND NACHKLÄRBECKEN.

Neben dem realen Versuchsobjekt erfolgt die digitale Abbildung der Versuchskläranlage mittels simulations-basierter Software. Anhand der Simulationsdaten kann bereits vor den ersten Versuchen das Verhalten der Kläranlage simuliert und eingeschätzt werden. Die gewonnenen Daten aus der Simulation und die reale Versuchsanlage werden im späteren Verlauf des Vorhabens zum Trainieren des hybriden digitalen Zwillings verwendet.

Das Versuchsprogramm sieht vor, gewisse Schadens- und Ausfallszenarien an der Demonstrationsanlage und dem simulationsbasierten Modell zu erproben. Ziel dieser Untersuchungen ist es, eine Datengrundlage für den digitalen Zwilling zu liefern und daraus Handlungsempfehlungen und Optimierungspotentiale zu erarbeiten. Unter Einbezug von realen Kläranlagen und Kläranlagenbetreibern kann auf Erfahrungen im Umgang mit Störfällen zurückgegriffen werden, um bei der Entwicklung des hybriden digitalen Zwillings die potenziellen Nutzer mit einzubinden.

C. Energiemanagement und -optimierung

Abwasserbehandlungsanlagen stellen für Kommunen sowie Städte, zusammen mit Schulen und der Straßenbeleuchtung, die größten Energieverbraucher dar (siehe die beispielhafte Zusammensetzung des Stromverbrauchs in ABBILDUNG 3). Je nach Einwohnerzahl und örtlichen Begebenheiten können die prozentualen Anteile sowie der spezifische Stromverbrauch variieren. Dabei liegt der spezifische Strombedarf von kommunalen Kläranlagen mit > 100.000 Einwohnern bei ca. 38 kWh pro Einwohner und Jahr und ist i. d. R. bei kleineren Kläranlagen höher. Kommunale Kläranlagen tragen mit ca. 31 % zum Stromverbrauch bei (ABBILDUNG 3), wobei den Hauptverbraucher einer Kläranlage die biologische Stufe (Belüftungssystem) darstellt [28, 29].

Einsparpotentiale auf Kläranlagen können mittels einer Energieanalyse nach DWA-A 216 berechnet werden [30]. Durch die Erfassung von Verbrauchs- und Belastungsdaten können anlagenspezifische Kennwerte ermittelt werden. Aus diesen Kennwerten lassen sich Maßnahmenpakete für die Energieoptimierung ableiten.

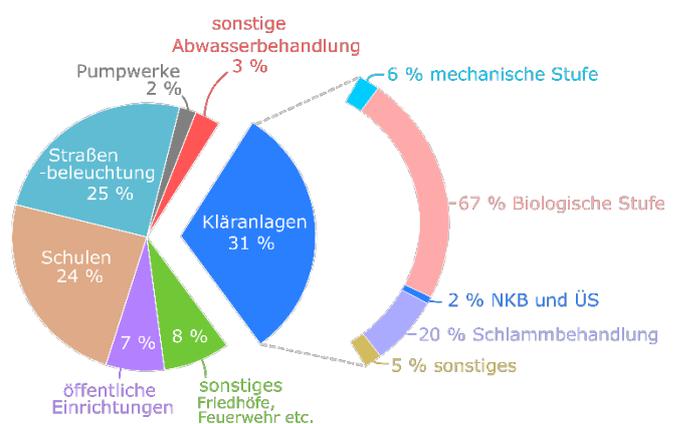


ABBILDUNG 3: BEISPIELHAFTES STROMVERBRAUCHSVERTEILUNG EINER KOMMUNE NACH [28] SOWIE PROZENTUALE VERTEILUNG DES EINWOHNER-SPEZIFISCHEN STROMVERBRAUCHS VON KLÄRANLAGEN OHNE HEBWERKE UND FILTRATION NACH [29]. (ÜS: ÜBERSCHUSSSCHLAMM; NKB: NACHKLÄRBECKEN).

Ein Einsatz von hybriden digitalen Zwillingen bietet hier die Möglichkeit, eine intelligente Energieoptimierung für Kläranlagen durchzuführen. An der Versuchskläranlage wird neben der virtuellen Leitwarte vor Ort eine Fernleitwarte zur Steuerung und Energieoptimierung an der Helmut-Schmidt-Universität errichtet. Dadurch wird der Zugriff auf die Anlagendaten sowohl vor Ort als auch aus der Ferne über eine verschlüsselte Internetverbindung ermöglicht (siehe ABBILDUNG 4).

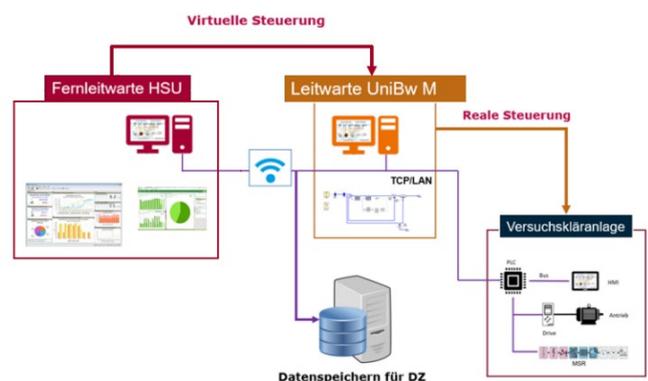


ABBILDUNG 4: TOPOLOGIE UND IMPLEMENTIERUNG DES DIGITALEN ZWILLINGS.

D. Hybrider digitaler Zwilling

Die detaillierte digitale daten- und physikbasierte Abbildung einer physikalisch-technischen Anlage wird als digitaler Zwilling verstanden. Entgegen reinen Simulationsmodellen unterscheidet sich diese darin, dass durch Sensordaten eine fortlaufende Anpassung, Verbesserung und Erweiterung stattfindet. Daher eignen sich digitale Zwillinge für die Optimierung und Überwachung des Anlagenbetriebs sowie zu Echtzeitprognosen, welche zur Unterstützung von Entscheidungsprozessen beitragen können. Das datenbasierte Modell wird durch Echtzeitdaten aus der physikalischen Anlage und dem Simulationsmodell trainiert. Durch die Mensch-Maschinen-Schnittstelle können anschließend die gewonnenen Ergebnisse aus dem Modell durch Vor-Ort-Maßnahmen an der physikalischen Anlage angepasst bzw. das numerische Modell aktualisiert werden.

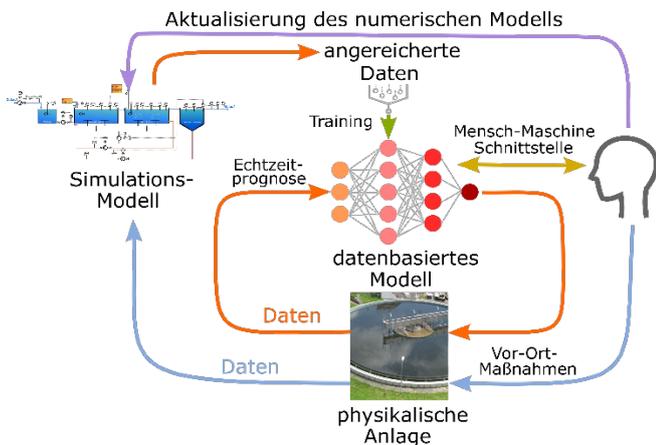


ABBILDUNG 5: SCHEMATISCHER ABLAUF ZUM ERSTELLEN UND TRAINIEREN DES DIGITALEN ZWILLINGS FÜR DIE ABWASSERBEHANDLUNG.

Durch die Verknüpfung von Echtzeit- und Simulationsdaten wird eine künstliche Intelligenz entwickelt, welche im Krisenfall als intelligente Entscheidungshilfe dient und zudem im Normalbetrieb zu einem effizienten Energiemanagement führt.

E. Zusammenarbeit beider Universitäten

Am Standort der UniBwM wird in Anlehnung an reale Kläranlagen eine zweistraßige Versuchsanlage mit praxiserprobten Sensoren und einer virtuellen Leitwarte vor Ort zur Kontrolle der Prozess- und Anlagenparameter aufgebaut. Hauptverantwortlich für die Prozessführung, Untersuchung der Schadensszenarien, die Simulation der Versuchskläranlage sowie den Dialog mit Kläranlagenbetreibern ist die Professur für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik der UniBwM. Parallel dazu laufen die Energieoptimierung sowie Errichtung einer Fernleitwarte zur Nutzung eines verteilten Energiemanagement- und Steuerungssystems an der HSU. Alle erzeugten Daten fließen zur Entwicklung eines hybriden digitalen Zwillings an das Institut für Mathematik und Computergestützte Simulation der UniBwM.

IV. ZUSAMMENFASSUNG

Der vorliegende Bericht zeigt verschiedene Szenarien auf, die den Anlagenbetrieb von Kläranlagen stören und die Abwasserbehandlung beeinträchtigen können. Durch die steigende Automatisierung und Digitalisierung bieten sich die

Möglichkeiten, auf außergewöhnliche Ereignisse frühzeitig reagieren zu können und somit die Abwasserbehandlung zu gewährleisten. Der hybride digitale Zwilling kann als Werkzeug für die Systemzustandsüberwachung, Energieoptimierung und Risikovorhersage verwendet werden und als Entscheidungshilfe für Kläranlagenbetreiber und die Politik dienen. Zu diesem Zweck wird durch ein interdisziplinäres Team aus beiden Universitäten der Bundeswehr ein hybrider digitaler Zwilling für eine zukünftige Abwasserbehandlung aufgebaut.

V. DANKSAGUNG

Diese Publikation ist das Ergebnis des Forschungsvorhabens RISK.twin – Intelligente kritische technische Infrastruktur aus der Kooperation beider Universitäten der Bundeswehr München und Hamburg. Für die Förderung und Unterstützung des Forschungsvorhabens möchten sich die Autoren dieser Publikation an dieser Stelle beim Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr (dtec.bw) bedanken.

LITERATUR

- [1] T. Schulze, *Bedingt abwehrbereit: Schutz kritischer Informations-Infrastrukturen in Deutschland und den USA*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften/GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2006.
- [2] *Gesetz über den Zivildienst und die Katastrophenhilfe des Bundes /Zivildienst- und Katastrophenschutzgesetz*: ZSKG, 1997. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/zsg/_17.html.
- [3] H. Greve, „Kritische Infrastrukturen“ (De;de), *DuD*, Jg. 33, Nr. 12, S. 756–758, 2009, doi: 10.1007/s11623-009-0198-9.
- [4] U. Ulbrich, T. Brücher, A. H. Fink, G. C. Leckebusch, A. Krüger und J. G. Pinto, „The central European floods of August 2002: Part 1 – Rainfall periods and flood development“, *Weather*, Jg. 58, Nr. 10, S. 371–377, 2003, doi: 10.1256/wea.61.03A.
- [5] A. Becker und U. Grünwald, „Disaster management. Flood risk in Central Europe“, *Science*, Jg. 300, Nr. 5622, S. 1099, 2003, doi: 10.1126/science.1083624.
- [6] A. Braubach, *Vulnerabilität der kritischen Infrastruktur Wasserversorgung gegenüber Naturkatastrophen: Auswirkungen des Augusthochwassers 2002 auf die Wasserversorgung und das Infektionsgeschehen der Bevölkerung in Sachsen und Sachsen-Anhalt*. Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, 2011.
- [7] Bundesministerium des Innern, *Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie)*, 17. Aufl. Berlin, Rostock: Bundesministerium des Innern, Referat KM4; Publ.-Versand der Bundesregierung, 2009.
- [8] R. J. Vestner, „Der Digitale Zwilling in der Wasserwirtschaft“, *KW Korrespondenz Wasserwirtschaft*, Nr. 10, S. 581–586, 2019.
- [9] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, *Sicherheit der Trinkwasserversorgung: Teil 1: Risikoanalyse*, 2016. Aufl. Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, 2016.
- [10] D. Ramotsoela, A. Abu-Mahfouz und G. Hancke, „A Survey of Anomaly Detection in Industrial Wireless Sensor Networks with Critical Water System Infrastructure as a Case Study“, *Sensors (Basel, Switzerland)*, Jg. 18, Nr. 8, S. 2491, 2018, doi: 10.3390/s18082491.
- [11] *Fischsterben in Gewässern - Berlin.de*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/ba-tempelhof-schoeneberg/aktuelles/pressemitteilungen/2016/pressemitteilung.505270.php> [Zugriff am: 12. August 2021].
- [12] B. Fahlbruch, *Umfassende systematische Auswertung von Störfällen und sonstigen Ereignissen in industriellen Anlagen, insbesondere mit Auswirkungen auf die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft: Texte 52/2021*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2021.
- [13] Umweltbundesamt, *Zentrale Melde- und Auswertestelle für Störfälle und Störungen in verfahrenstechnischen Anlagen, ZEMA: Jahresbericht 2015 - 2017*. Dessau-Roßlau, Berlin, Dessau: Umweltbundesamt; ZEMA, Umweltbundesamt, 2000.
- [14] *CSB Releases Findings from Fatal Daytona Beach Wastewater Plant Explosion Investigation at Public Meeting; Cites Inadequate Engineering, Lack of Public Worker Safety Coverage - Investigations - News | CSB*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.csb.gov/csb-releases-findings-from-fatal-daytona-beach-wastewater-plant-explosion-investigation-at-public-meeting-cites-inadequate->

- engineering-lack-of-public-worker-safety-coverage/ [Zugriff am: 11. August 2021].
- [15] BBK, „Stromausfall: Grundlagen und Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung“. Band 12, Bonn, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Mediathek/Publikationen/WF/WF-12-stromausfall.pdf>. [Zugriff am: 18. August 2021].
- [16] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Endbericht zum TA-Projekt“, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Berlin, 2010.
- [17] A. Berg und M. Niemeier, *Wirtschaftsschutz in der digitalen Welt*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bitkom.org/sites/default/files/2019-11/bitkom_wirtschaftsschutz_2019.pdf [Zugriff am: 17. August 2021].
- [18] *2016 IEEE Conference on Intelligence and Security Informatics (ISI)*, 2016.
- [19] *2019 IEEE 24th International Workshop on Computer Aided Modeling and Design of Communication Links and Networks (CAMAD)*. IEEE: IEEE, Sep. 2019.
- [20] A. Jicha, M. Patton und H. Chen, „SCADA honeypots: An in-depth analysis of Conpot“ in *2016 IEEE Conference on Intelligence and Security Informatics (ISI)*, 2016, S. 196–198, doi: 10.1109/ISI.2016.7745468.
- [21] D. Pliatsios, P. Sarigiannidis, T. Liatifis, K. Rompolos und I. Siniosoglou, „A Novel and Interactive Industrial Control System Honeypot for Critical Smart Grid Infrastructure“ in *2019 IEEE 24th International Workshop on Computer Aided Modeling and Design of Communication Links and Networks (CAMAD)*, Limassol, Cyprus, 9/11/2019 - 9/13/2019, S. 1–6, doi: 10.1109/CAMAD.2019.8858431.
- [22] V. M. Ijure, S. A. Laughter und R. D. Williams, „Security issues in SCADA networks“, *Computers & Security*, Jg. 25, Nr. 7, S. 498–506, 2006, doi: 10.1016/j.cose.2006.03.001.
- [23] R. M. Clark und S. Hakim, Hg., *Securing Water and Wastewater Systems: Global Experiences*. Cham: Springer International Publishing, S. 1-27, 2014.
- [24] BBK, „Methode für die Risikoanalyse im Bevölkerungsschutz“, Bonn, Wissenschaftsforum Band 8, 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bildungsinstitut-rlp.drk.de/fileadmin/downloads/Fuehrungs- und Leitungskraefte der Bereitschaften/Leitungskraefteausbildungen/Allgemeine_Unterlagen/Band_08_Methode-Risikoanalyse-BS.pdf. [Zugriff am: 11. August 2021].
- [25] BBK, „Abschätzung der Verwundbarkeit gegenüber Hitzewellen und Starkregen“, Bonn, Praxis im Bevölkerungsschutz, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kritis.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/Praxis_Bevoelkerungsschutz/PiB_11_Abschaetzung_der_Verwundbarkeit_gegenueber_Hitzewellen_und_Starkregen.pdf. [Zugriff am: 11. August 2021].
- [26] BBK, „Sicherheit der Trinkwasserversorgung: Teil 1: Risikoanalyse“, Bonn, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://bksportal.rlp.de/sites/default/files/og-group/16214/dokumente/Sicherheit%20der%20Trinkwasserversorgung_Risikoanalyse.pdf. [Zugriff am: 16. August 2021].
- [27] BMI, „Schutz Kritischer Infrastrukturen – Risiko- und Krisenmanagement: Leitfaden für Unternehmen und Behörden“, Berlin, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/themen/bevoelkerungsschutz/kritis-leitfaden.pdf>. [Zugriff am: 6. August 2021].
- [28] C. A. Schaum, *Abwasserbehandlung der Zukunft: Gesundheits-, Gewässer- und Ressourcenschutz*. Darmstadt: Universitäts- und Landesbibliothek Darmstadt, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:tuda-tuprints-54966>
- [29] *Leitfaden Energieeffizienz auf Kläranlagen*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2015.
- [30] DWA, *Energiecheck und Energieanalyse: Instrumente zur Energieoptimierung von Abwasseranlagen*, 2015. Aufl. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA), 2015.

Aufbau und Durchführung eines LoRaWAN-Kooperationsprojektes in Hamburg und Vorstellung zentraler Anwendungsbeispiele

Daniel Rusch^{1*}, Nikita Saporoschski^{2*}

Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland

^{1*}daniel.rusch@stromnetz-hamburg.de

^{2*}nikita.saporoschski@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Verteilnetzbetreiber sehen sich immer öfter mit der Herausforderung der Digitalisierung im Zusammenhang mit der immer älter werdenden Versorgungsinfrastruktur konfrontiert. Häufig sind die alten Strukturen nicht darauf ausgelegt, komplexe Messungen und Datentransporte zu integrieren. Die Technologie LoRaWAN bietet hierbei die Möglichkeit, mit größtenteils batteriebetriebenen Sensoren diese Lücke zu schließen, sodass eine große Auswahl verschiedener Messwerte mit sehr geringem Aufwand ermittelt und übertragen werden kann, auch von sonst nur sehr schwer zugänglichen Orten wie zum Beispiel aus dem Keller. Aufgrund der vielfältigen Potentiale der LoRaWAN-Technologie hat Stromnetz Hamburg beschlossen, ein eigenes Hamburg-weites LoRaWAN-Netzwerk aufzubauen, um diese Möglichkeiten zu nutzen. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Einbindung wichtiger Partner der Stadt Hamburg, mit welchen diese Technologie als ein Kooperationsprojekt in Hamburg etabliert und dadurch LoRaWAN überall verfügbar gemacht werden soll.

Stichworte – LoRaWAN, Internet-of-Things, Smart City

NOMENKLATUR

AES	Advanced Encryption Standard
API	Application Programming Interface
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
IoT	Internet of Things
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
LPWAN	Low Power Wide Area Network
RSSI	Received Signal Strength Indicator
SNR	Signal to Noise Ratio

I. EINLEITUNG

Der wachsende Bedarf an nachhaltiger und effizienter Ressourcennutzung und die zunehmende Anforderung, immer komplexere Systeme, Prozesse und eine breite Variation von Zuständen zu überwachen und zu steuern, bei gleichzeitig immer höheren Ansprüchen an die Sicherheit, führt dazu, dass die Digitalisierung in Zukunft immer wichtiger wird. In diesem Zusammenhang werden sich Städte mit Hilfe des Internet of Things immer mehr zu Smart Cities entwickeln.

Bei dieser Entwicklung kann LoRaWAN ein wichtiger Baustein sein.

LoRaWAN steht dabei für „Long Range Wide Area Network“ und ist ein Funkstandard zur drahtlosen Datenübertragung, vergleichbar mit WLAN und Bluetooth, aber mit eigenen spezifischen Eigenschaften. Bei LoRaWAN handelt es sich um eine LPWAN-Technologie, was für Low Power Wide Area Network steht, welche die Kommunikation von Endgeräten über weite Strecken bei gleichzeitig geringem Energieverbrauch ermöglicht. Andere LPWAN Technologien sind bspw. Sigfox, NarrowBand-IoT und LTE-M.

Die LoRaWAN Spezifikation wird von der LoRa-Alliance definiert und ist frei verfügbar. Es verwendet ein proprietäres und patentiertes Übertragungsverfahren auf Basis der Chirp-Spread-Spectrum-Modulationstechnik namens „LoRa“ der Semtech Corporation, dessen Grundmodule als Open-Source-Software verfügbar sind [1].

So nutzt auch Stromnetz Hamburg eine Vielzahl von Anwendungen, die auf LoRaWAN basieren und baut in dem Zuge ein LoRaWAN-Netzwerk im gesamten Stadtgebiet Hamburgs auf. Auch andere kommunale Unternehmen nutzen zunehmend LoRaWAN und kooperieren dabei mit Stromnetz Hamburg, zum Beispiel durch die Nutzung eines gemeinsamen Netzes.

A. Netzwerkkonstruktion

Die Netzwerkkonstruktion von LoRaWAN folgt einer Stern-der-Sterne-Topologie. Endgeräte (Sensoren und Aktoren) kommunizieren per LoRaWAN mit sogenannten Gateways (vergleichbar mit WLAN Routern), welche die verschlüsselten Signale der Endgeräte empfangen und per Mobilfunk (2G, 3G, 4G) oder Ethernet an ein Netzwerk- und Applikationsserver weiterleiten. Hier werden die anonymisierten Nachrichten zunächst geprüft, ob sie von authentifizierten Endgeräten kommen, anschließend entschlüsselt und dann verarbeitet (z. B. in Messwerte übersetzt). Über API Schnittstellen können die Daten dann an nutzereigene Plattformen zur Visualisierung, Steuerung, Abrechnung usw. weitergeleitet werden. Die Kommunikation ist in beide Richtungen, d. h. bidirektional, möglich, sodass Endgeräte auch als Aktoren (z. B. Relais-Schalter) eingesetzt werden können. Die folgende ABBILDUNG 1 zeigt beispielhaft die Netzwerkkonstruktion von LoRaWAN.

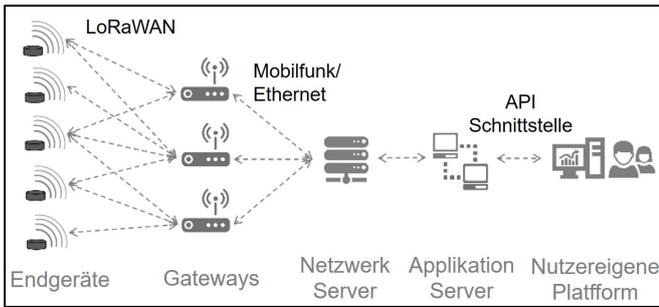


ABBILDUNG 1: LoRaWAN NETZWERKARCHITEKTUR.

Hierbei ist wichtig zu erwähnen, dass die komplette Netzwerk- und Applikationsserverinfrastruktur im eigenen Rechenzentrum der Stromnetz Hamburg sicher gehostet und betrieben wird. Es sind keine Anbindungen an externe Cloud-Systeme notwendig, sodass hier tatsächlich ein komplettes Funknetzwerk als eine geschlossene und interne Einheit abgebildet werden kann. LoRaWAN nutzt regional unterschiedliche Frequenzbereiche im ISM- und im SRD-Band, darunter das in Europa und damit auch in Deutschland lizenzfreie Frequenzband 868 MHz mit acht Sub-Bändern sowie fünf Spreizfaktoren, wodurch der simultane Empfang von bis zu 40 Geräten ermöglicht wird. Die Übertragung erfolgt dabei mit Datenraten von 0,3 bis 50 kbit/s [2].

B. Vor- und Nachteile von LoRaWAN

Einer der Vorteile von LoRaWAN gegenüber anderen Funkstandards ist die Reichweite zwischen Endgeräten und Gateways, die sich in Stadtgebieten auf etwa 3 km und im ländlichen Raum auf über 20 km erstreckt. Das hat im Umkehrschluss den Vorteil, dass vergleichsweise nur wenige Gateways benötigt werden, um einen flächendeckenden Empfang in einer Stadt wie Hamburg herzustellen. Dies reduziert den Aufwand und die Kosten für den Aufbau eines solchen Netzwerks erheblich. Ebenso ist die gute Gebäudedurchdringung ein wesentlicher Vorteil von LoRaWAN, sodass auch Endgeräte in Kellerräumen empfangen werden können. Darüber hinaus ermöglicht LoRaWAN eine energieeffiziente Kommunikation, sodass die Endgeräte mit Batterien betrieben werden können, die eine Lebensdauer von 2 bis 15 Jahren haben. Bei batteriebetriebenen Sensoren ist der Installationsaufwand durch das Entfallen von Arbeiten wie dem Herstellen der Stromversorgung oder dem Verlegen von Datenkabeln meist deutlich geringer, da die Sensoren plug-and-play sendebereit geliefert werden. Dies reduziert die Installationskosten erheblich gegenüber anderen Technologien. Die Kommunikation über LoRaWAN ist zudem zweifach mit 128 Bit AES verschlüsselt, zum einen bis zum Netzwerkserver und zum anderen bis zum Applikationsserver. Diese Verschlüsselungstechnik wird vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) nach heutigem Stand als sehr sicher eingestuft [3]. Auch die relativ moderaten Hardwarepreise sind hier als weiterer Vorteil hervorzuheben, denn ein großer Teil der Sensoren ist bereits für unter 50 € erhältlich [2], [4].

Der wesentliche Nachteil von LoRaWAN ist die geringe Datenübertragungsrate, sodass Anwendungen, die eine Bild-, Ton- oder Videoübertragung erfordern, mit diesem Funkstandard nicht bedient werden können.

LoRaWAN ist in erster Linie für die Übertragung von Messwerten, Statusmeldungen und einfachen Steuerbefehlen konzipiert. Einige dieser Anwendungen werden exemplarisch im folgenden Kapitel vorgestellt [2].

II. ANWENDUNGEN

Anwendungen in einem breiten Spektrum an Einsatzmöglichkeiten, von SmartParking über SmartWaste bis hin zu SmartLighting, können mittels LoRaWAN bedient werden. Für einen tieferen Einblick und ein besseres Verständnis, wie LoRaWAN eingesetzt werden kann, werden hier einige dieser Anwendungen und der damit verbundene Nutzen beispielhaft umrissen.

A. Parkraumdetektierung

Stromnetz Hamburg errichtet und betreibt Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Hamburg. Kunden können über eine App sehen, ob jemand an der Ladesäule gerade lädt oder nicht, aber nicht, ob jemand auf dem zum Laden vorgesehenen Parkplatz steht. So kam es vermehrt vor, dass Kunden zu einer vermeintlich freien Ladesäule führen, aber unerwartet bereits ein anderes Auto auf dem Parkplatz stand, ohne zu laden. Es wurde daher beschlossen, die Parkflächen vor den Ladestationen mit Parksensoren auszustatten (siehe ABBILDUNG 2), die den jeweiligen Parkstatus über LoRaWAN übermitteln und dem Kunden neben dem aktuellen Status des Ladevorgangs auch den Parkstatus vor der jeweiligen Ladestation anzeigen. Dies erspart den Kunden potentiell unnötige Fahrten zu vermeintlich freien Ladestationen und ermöglicht es ihnen, Ladestationen anzufahren, von denen sie wissen, dass sie dort auch parken können.



ABBILDUNG 2: PARKSENSOR AUF PARKFLÄCHE VOR EINER LADESÄULE VON STROMNETZ HAMBURG.

B. Raumluftüberwachung

Die am häufigsten eingesetzten Sensoren sind Messgeräte, die wichtige Luft- und Klimaparameter wie Temperatur, Luftfeuchtigkeit, aber auch den Gehalt von CO₂, CO und anderen Gasen messen und aufzeichnen können. Auch diese

Messgeräte sind auf Basis von LoRaWAN relativ kostengünstig erhältlich, sodass die Messwerte auch bequem aus der Ferne ausgelesen werden können. Durch die energieeffiziente Kommunikation über LoRaWAN können die Sensoren mit einer eingebauten Batterie über mehrere Jahre ohne externe Stromversorgung betrieben werden und damit auch den Wartungsaufwand und die Betriebskosten deutlich reduzieren. Diese Sensoren können nahezu überall eingesetzt werden, z. B. in Büros, Wohnungen, Technikräumen, Geschäften usw. So kann beispielsweise das Facilitymanagement das Raumklima aus der Ferne überwachen und auswerten und so eine energiesparende, bedarfsgerechte Raumlüftung durchführen. Die Messgeräte können auch Warnungen übermitteln, wenn bestimmte Grenzwerte über- oder unterschritten werden, z. B. wenn die CO₂-Konzentration in der Luft zu hoch ist, was auch ein Indikator für die Virenlast in der Luft sein kann, oder wenn die Temperatur zu weit absinkt, weil beispielsweise ein Fenster offengelassen wurde.

C. Multi-Metering

Üblicherweise müssen Zähler vor Ort abgelesen werden, was sehr aufwändig und zeitintensiv ist. Mit LoRaWAN-basierten Zusatzmodulen, die auf vorhandene Zähler wie Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmezähler aufgesetzt werden können, ist es möglich, Zähler- und Verbrauchswerte aus der Ferne auszulesen, wodurch die Ablesung vor Ort entfällt. Dies kann dazu beitragen, Kosten und Ressourcen zu sparen. Die Zählerwerte können dabei jederzeit live eingesehen und beispielsweise auf Basis von Stunden-, Tages-, Monats- oder Jahresverläufen ausgewertet werden. Auch für das Energie- und Facilitymanagement können diese Daten für aktuelle Handlungen und Planungen sehr hilfreich sein.

D. Müllfüllstandsüberwachung

Da die Füllstände vor allem von unterirdischen Abfallbehältern nicht bekannt sind, werden sie schlicht in regelmäßigen Abständen geleert. Dies hat zur Folge, dass bei der Entleerung durch die Müllabfuhr einige der Behälter bereits überlaufen und andere nur halb gefüllt sind, was ökonomisch, zeitlich und ökologisch ineffizient ist. Mit Hilfe von Füllstandssensoren auf Basis von Ultraschall, die in den Behältern angebracht sind, kann der aktuelle Füllstand fernüberwacht und z. B. vom städtischen Reinigungsunternehmen genutzt werden, um die Routen der Müllfahrzeuge effizienter zu planen und so unnötige Fahrten zu weniger frequentierten Behältern zu vermeiden oder dem Überlaufen anderer Behälter besser entgegenzuwirken.

E. Beleuchtungssteuerung

Mit Hilfe von LoRaWAN-basierten Zusatzmodulen oder Relais-Schaltern, die an einfache Lampen, Straßenlaternen oder sonstige Lichtanlagen gekoppelt sind, kann die Beleuchtung vergleichsweise energieeffizient und kostengünstig aus der Ferne gesteuert und programmiert sowie gezielt auf den Mehrwert für die Nutzer ausgelegt werden. Hierbei werden die modernen Standardschnittstellen moderner Beleuchtungsanlagen genutzt, um mit Standardprozessen und -befehlen arbeiten zu können. Die eingesetzten Geräte fungieren dabei als Aktoren, d. h. sie erhalten über LoRaWAN ein gezieltes Signal mit Handlungsanweisungen, wie z. B. „Licht an“, „Licht aus“ oder „Licht auf 50 % dimmen“. Hier kann LoRaWAN veraltete Technologien für die Übermittlung der Befehle ablösen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass LoRaWAN vielfältig eingesetzt werden kann und verschiedene Prozesse durch bisher nicht verfügbare Messwerte, Zustandsinformationen und Fernsteuerungsmöglichkeiten effizienter gestaltet werden können, was zur Schonung von Ressourcen und Umwelt beitragen kann.

III. ENTSTEHUNG DES LORAWAN-PROJEKTS

Die ersten Projekte im Zusammenhang mit LoRaWAN wurden 2018 bei Stromnetz Hamburg durchgeführt, in welchen die Technik und die zugrundeliegenden Konzepte evaluiert und bestätigt wurden. Die Annahme war, dass durch den Einsatz von LoRaWAN die Fernauslesung von Zählern effizient umgesetzt werden kann. Das heißt, dass unter minimalem Materialeinsatz von wenigen Gateways und vergleichsweise günstigen Sensoren der maximale Ertrag in Form von fernausgelesenen Sensoren, auch aus dem Keller oder generell schwer zugänglichen Orten, möglich wird.

Hier sind exemplarisch das Projekt mit der Schulbau Hamburg in Bergedorf und das Projekt Schierenberg in Rahlstedt zu nennen. Im Projekt mit der Schulbau Hamburg wurden ca. 150 Gas-, Wasser- und Stromzähler mit LoRaWAN-Modulen ausgestattet, sodass diese Werte nun in Energiemanagement-Portalen zur weiteren Nutzung und Auswertung zur Verfügung stehen. Im Projekt Schierenberg werden in 155 Wohneinheiten insgesamt knapp 1.400 Kalt- und Warmwasserzähler, Gaszähler und Rauchwarnmelder per LoRaWAN fernausgelesen. Im Bereich e-Mobility der Stromnetz Hamburg wurde sich parallel für den Einsatz von Bodensensoren an Ladesäulen zur Detektion der live-Belastung entschieden. Im Zuge dieser Projekte wurde das Einsatzpotenzial von LoRaWAN entdeckt und als vielversprechend bewertet, was zur Geburtsstunde des Projekts LoRaWAN im Januar 2019 bei Stromnetz Hamburg führte. Ziel des Projekts ist es, ein flächendeckendes Netzwerk in Hamburg aufzubauen, sodass in der gesamten Stadt LoRaWAN-Sensorik ausgebracht und ausgelesen werden kann. Grundsätzlich ist hierbei jede Art von Sensorik denkbar, bei welcher Messwerte, Status- oder Ereignismeldungen übermittelt werden sollen. Durch diese auch in Kapitel II beschriebenen Anwendungen im Bereich LoRaWAN sind auch weitere Partner in der Stadt Hamburg auf diese Technologie aufmerksam geworden, was zu einem Zusammenschluss der Versorgungsunternehmen der Stadt Hamburg im Bereich LoRaWAN führte.

IV. FHH-KOOPERATION

Die Aktivitäten im Bereich LoRaWAN von Stromnetz Hamburg sind auf breites Interesse bei den Partnern im städtischen Kontext gestoßen. Auch hier wurde das Potenzial der Technik erkannt und Interesse an einem gemeinsamen Projekt bekundet, sodass das Projekt LoRaWAN zu einem Gemeinschaftsprojekt der Versorgungsbetriebe Hamburg wurde. Da die Stromnetz Hamburg durch die eigenen Pilotprojekte im Vorfeld bereits die elementaren IT-Strukturen und Grundlagen für den Aufbau eines LoRaWAN-Netzwerks gelegt hatte, wurde die Aufgabe der Koordination der gemeinsamen Aktivitäten an Stromnetz Hamburg gegeben. Die Vorteile, die sich aus der Nutzung eines gemeinsamen Netzes statt paralleler und in sich geschlossener Netze ergeben, sind vor allem wirtschaftlicher, aber auch technischer Natur. Der große Vorteil durch diese Kooperation besteht darin, dass die Partner alle für sich genommen zwar breit gestreut in Hamburg eigene Liegenschaften besitzen,

zusammen betrachtet die Dichte der Liegenschaften aus diesem Verbund doch deutlich höher ist. Dies bringt den Vorteil mit sich, dass überall kostengünstig Gateways aufgestellt werden können, wo sie benötigt werden. Stand August 2021 werden in Hamburg aktuell durch die Kooperationspartner über 10.000 LoRaWAN-Sensoren in Hamburg betrieben. Die zentrale Schnittstelle bildet hierbei die im Rechenzentrum von Stromnetz Hamburg gehostete Software zur Verwaltung eines LoRaWAN-Netzwerks. Diese Software umfasst die sogenannten Netzwerk- und Applikationsserver. Auf dieser Instanz besitzt jeder Partner einen eigenen Mandanten, in welchem die Messwerte der Sensoren auflaufen. Durch die Mandantenstruktur ist gewährleistet, dass jeder Partner nur die eigenen Werte sieht und diese nicht frei jedem auf der Plattform zur Verfügung stehen. Zur Verdeutlichung der Struktur dient folgende ABBILDUNG 3. Bekräftigt wurde die Zusammenarbeit durch einen gemeinsamen Letter of Intent im Jahr 2019, welcher im Jahr 2020 durch Nutzungsverträge ergänzt wurde.

V. NETZAUFBAU

Damit LoRaWAN-basierte Endgeräte kommunizieren können, ist es notwendig, LoRaWAN-Empfang dort bereitzustellen, wo die Endgeräte installiert und genutzt werden. Der Empfang wird mit Hilfe von Gateways und den dazugehörigen Antennen, analog zu Mobilfunkanlagen, hergestellt (siehe ABBILDUNG 4). Da LoRaWAN-Anwendungen in Hamburg zunächst nur vereinzelt zum Einsatz kamen, wurden Gateways nur lokal dort installiert, wo der Empfang benötigt wurde, wie z. B. stellenweise in Schulen in Bergedorf, in einem Wohnquartier in Schierenberg, an einzelnen Standorten der Kooperationspartner und in Ladesäulen für die Parksensoren. Erst mit der Zunahme weiterer LoRaWAN-Anwendungen bei Stromnetz Hamburg und anderen Unternehmen sowie dem Beschluss zum

LoRaWAN-Projekt und der Kooperation mit FHH-Unternehmen wurde es sinnvoll, ein LoRaWAN-Netz für ganz Hamburg aufzubauen.

So wurde im Rahmen des Projekts das Ziel gesetzt, bis Ende 2020 mindestens 90 % flächendeckenden LoRaWAN Outdoor-Empfang in Hamburg mit bestimmten Empfangsgrenzwerten (RSSI > -120 dBm & SNR > -15 dB) zu realisieren. Um dies zu erreichen, sollten die bestehenden Betriebsfunkstandorte von Stromnetz Hamburg mit LoRaWAN-Gateways erweitert werden. Der Vorteil dabei ist, dass sich die bestehenden Betriebsfunkstandorte überwiegend in Höhen von über 40 m, teilweise über 100 m befinden und ein allgemeiner Grundsatz in der Funktechnik ist, dass die Sende- bzw. Empfangs-Reichweite umso größer ist, je höher die Antennen platziert sind. So wurde bei der Netzplanung vermutet, dass die Outdoor-Netzabdeckung für ganz Hamburg allein mit den Gateways an den Betriebsfunkstandorten erreicht werden kann. Ein weiterer Vorteil bei der Nutzung der firmeneigenen Funkstandorte ist, dass die notwendige Infrastruktur, wie Stromversorgung, Befestigungsmöglichkeiten und Blitzschutz, bereits vorhanden ist und somit der Installationsaufwand deutlich reduziert wird.

Darüber hinaus wurden beim Netzaufbau fortlaufend Projekte mit LoRaWAN-Anwendungen bei Stromnetz Hamburg, aber auch bei Kooperationspartnern, berücksichtigt. Wenn sich herausstellte, dass der LoRaWAN-Empfang für die dort verbaute oder geplante Sensorik nicht ausreicht, wurde geprüft, welche Liegenschaften in der Nähe für eine zusätzliche Gateway-Installation in Frage kämen. Die Wahl fiel beispielsweise auf nahe gelegene Umspannwerke, Firmengebäude und andere Liegenschaften der Kooperationspartner, aber auch auf Mehrfamilienhäuser, Brücken und Windkraftanlagen.

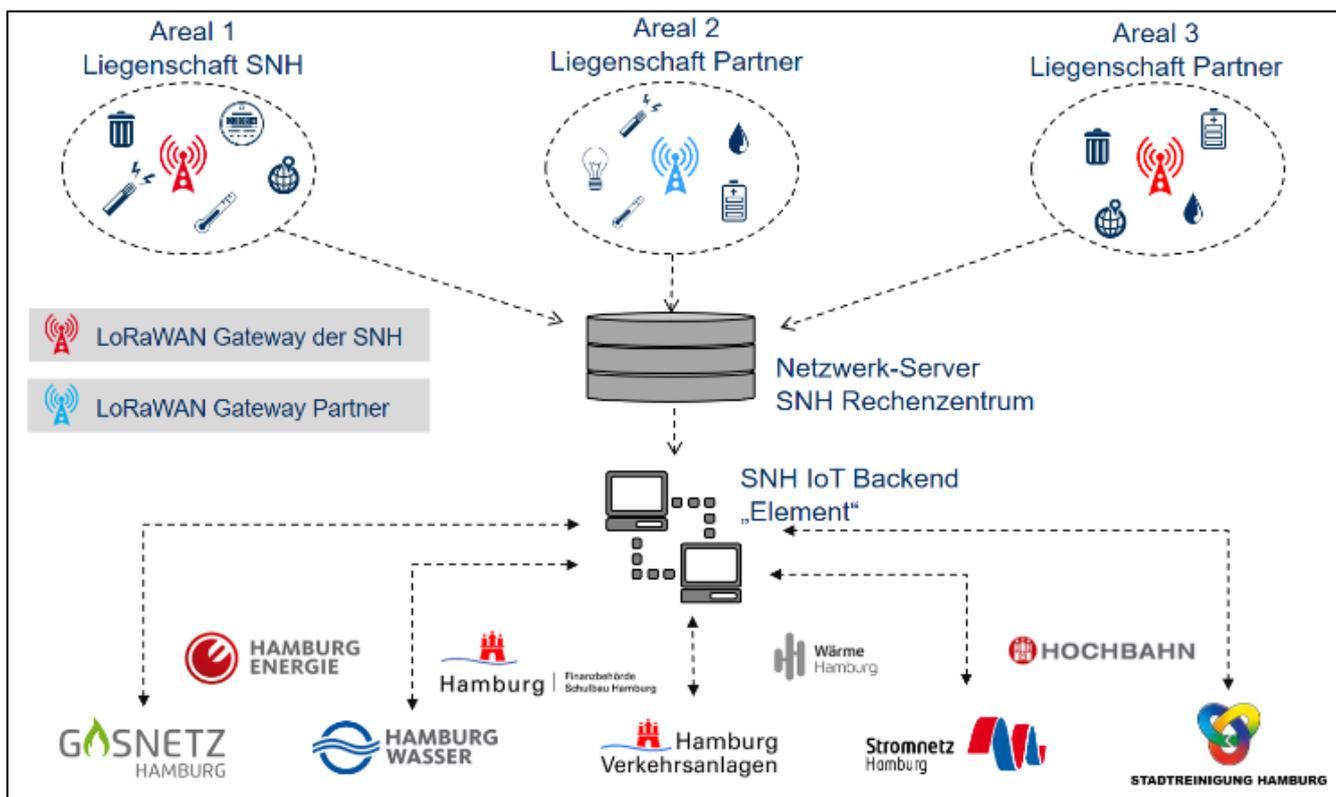


ABBILDUNG 3: ARCHITEKTUR DER LoRaWAN-KOOPERATION IN HAMBURG.



ABBILDUNG 4: GATEWAY-INSTALLATIONEN IN HAMBURG.

Um zum Jahresende 2020 zu überprüfen, ob mit den bis dato in Hamburg installierten Gateways das Ziel von mindestens 90 % flächendeckendem Outdoor-Empfang erreicht wurde, wurde Hamburg zunächst in über 200 2x2 km große Rasterflächen eingeteilt. Anschließend wurde jede Fläche möglichst zentral angefahren und der Empfang vor Ort mit einem LoRaWAN-Empfangstestgerät gemessen. Nach Durchführung und Auswertung des systematischen Feldtests wurde festgestellt, dass in 98 % der Rasterflächen die gesetzten Empfangsgrenzwerte eingehalten werden, was die im Vorfeld formulierten Ziele übertraf. Die folgende ABBILDUNG 5 zeigt dazu die Karte von Hamburg mit der verwendeten Rasterung und in ABBILDUNG 6 ist die beim Feldtest gemessenen Empfangswerte als Heatmap zu sehen.

Da sich ein großer Teil der LoRaWAN-Endgeräte in Innenräumen befindet, ist das nächste projektinterne Ziel die Verbesserung des Indoor-Empfangs durch die Installation weiterer Gateways. Diese Phase wird im Projekt als Nachverdichtung bezeichnet und soll Empfangslücken bzw. Gebiete mit noch schwachem Empfang priorisieren. Darüber hinaus sollen zusätzlich noch weitere möglichst hohe Standorte für Gateway-Installationen genutzt werden. Ebenso soll die Redundanz durch die Nachverdichtung erhöht werden, so dass bei einem Gateway-Ausfall die Endgeräte ohne Unterbrechung über mindestens ein weiteres Gateway weiter kommunizieren können. Gleichzeitig werden Projekte von Stromnetz Hamburg und ihren Kooperationspartnern auch weiterhin bei der Netzverdichtung berücksichtigt.

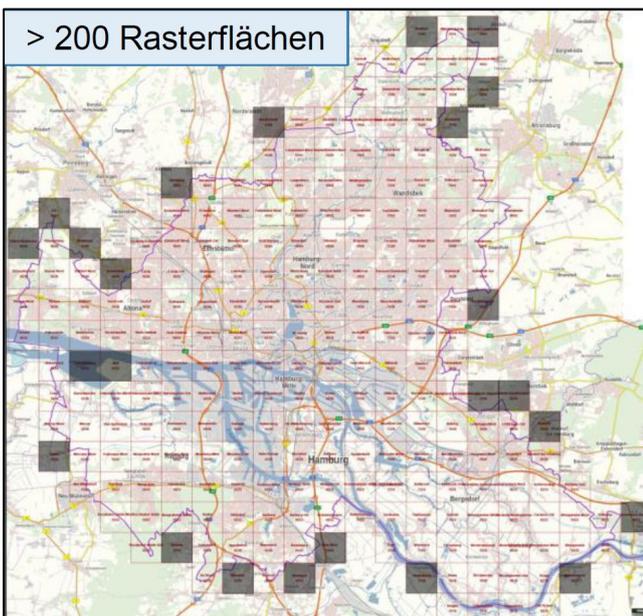


ABBILDUNG 5: RASTERFLÄCHENEINTEILUNG FÜR EMPFANGSFELDTEST.

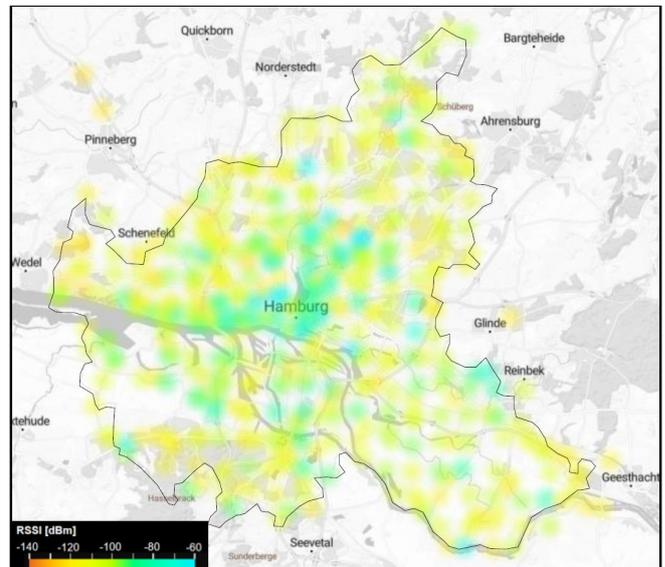


ABBILDUNG 6: MIT EMPFANGSFELDTEST ERMITTELTE EMPFANGS-HEATMAP.

VI. AKTUELLER STAND UND AUSBLICK

Das Projekt befindet sich nach verschiedenen Testphasen nun in der Phase des Roll-Outs verschiedener Anwendungsfälle. Aktuell werden über 10.000 Geräte in Hamburg per LoRaWAN regelmäßig ausgelesen (Stand August 2021). Im Vergleich zum Vorjahr sind dies knapp 50 % mehr Geräte. Die Anzahl der umgesetzten Anwendungsfälle ist dabei so stark gestiegen, dass eine genaue Benennung nicht mehr möglich ist. Dabei werden bereits über 85 API-Keys eingesetzt, um die Messwerte auf externe Systeme für eine Weiterverarbeitung zu transportieren.

Der Grundinfrastruktur für die Netzabdeckung wurde im Jahr 2020 fertiggestellt. Dabei lässt sich festhalten, dass sich in 98 % der Fläche Hamburgs mittlerweile ein Outdoor-fähiges Empfangssignal feststellen lässt. Die Projektziele für das Jahr 2021 haben den Fokus auf der Nachverdichtung des Netzwerks in Hamburg gerichtet, sodass auch der Indoor- und Deep-Indoor-Empfang deutlich verbessert wird. Darüber hinaus werden intern Maßnahmen vorbereitet, um im Falle einer Störung oder eines Fehlers die Funktionsfähigkeit des Netzes schnellstmöglich durch standardisierte Prozesse wiederherzustellen. Dabei laufen Gespräche mit verschiedenen Partnern in der Stadt Hamburg, um durch gemeinsam genutzte Standorte für Gateways und Antennen eine hohe Effizienz im Netzausbau zu gewährleisten. Langfristiges Ziel ist es, LoRaWAN als Werkzeug zur Lösung verschiedener Probleme der Digitalisierung und Datenübertragung erfolgreich einzusetzen und bekannt zu machen. Das Potential wird dabei auf mehrere zehntausend Geräte in den nächsten Jahren geschätzt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten hierbei noch stark wachsen wird. Die Annahme ist hierbei, dass der kreative gedankliche Prozess, wo und wie LoRaWAN zur Lösung verschiedener Probleme eingesetzt werden kann, exponentiell mehr Möglichkeiten hervorbringen wird, je mehr diese Technologie eingesetzt wird. So kann aus einem umgesetzten Anwendungsfall die Basis und die Idee für zwei weitere Anwendungsfälle geschaffen werden. Auf diesem Weg kann die LoRaWAN-Technologie zu einem der wichtigsten Standbeine einer kommunalen Digitalisierungsstrategie für Messdaten werden.

VII. ZUSAMMENFASSUNG

Die Technologie LoRaWAN zeichnet sich durch ihre Vorteile in vielen Bereichen aus und kann dazu beitragen, einen nachhaltigen Beitrag für die Stadt Hamburg zu liefern. Hinsichtlich des LoRaWAN Projekts von Stromnetz Hamburg in Kooperation mit anderen kommunalen Unternehmen kann grundsätzlich zusammengefasst werden, dass die Erwartungen an LoRaWAN überwiegend erfüllt und in vielen Teilen sogar übertroffen wurden. Mit wenigen Gateways konnte bereits eine flächendeckende Versorgung im Outdoor-Bereich von ganz Hamburg sichergestellt werden. Dabei wird Stromnetz Hamburg von seinen Kooperationspartnern unterstützt, sodass gemeinschaftlich von den Vorteilen dieser Technologie profitiert werden kann. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei das hohe Maß an Sicherheit durch die eingesetzten Mechanismen zur Verschlüsselung, wie auch die Gewissheit, die Kontrolle über das eigene Netzwerk zu haben und nicht abhängig von fremden Anbietern zu sein. Zeitgleich ist die eingesetzte Sensorik verlässlich und im Vergleich zu anderen Übertragungstechnologien vergleichsweise kostengünstig.

Für Hamburg wird erwartet, dass mit Ende des Jahres 2021 ein sehr starkes LoRaWAN-Netzwerk verfügbar sein wird, welches auch in erheblichem Umfang indoor-fähig und hochverfügbar ist. Dies ist die Basis für viele weitere Projekte und ein wichtiger Schritt in Richtung einer Smart City.

LITERATUR

- [1] „LoRa-Alliance“ [Online]. Verfügbar unter: <https://lora-alliance.org>. [Zugriff am 08. Juli 2021].
- [2] LoRa Alliance - Technical Marketing Workgroup 1.0, What is LoRaWAN - A technical overview of LoRa and LoRaWAN, 2015.
- [3] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik - Technische Richtlinie - Kryptographische Verfahren: Empfehlungen und Schlüssellängen, 2021.
- [4] K. Mekki, E. Bajic, F. Chaxel und F. Meyer, „A comparative study of LPWAN technologies for large-scale IoT deployment“, ICT Express, Jg. 5, Nr. 1, S. 1–7, 2019, doi: 10.1016/j.ict.2017.12.005.

Optimierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der vollständigen Wirkkette

Björn Osterkamp*

Innovationsmanagement Elektromobilität

Stromnetz Hamburg GmbH

Hamburg, Deutschland

*bjoern.osterkamp@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Die Elektromobilität schreitet rasant voran, dies wird nicht zuletzt durch die stark zunehmenden Ladevorgänge sichtbar, die über das IT-Backend von Stromnetz Hamburg abgewickelt werden. Doch hierbei entstehen an verschiedenen Schnittstellen in der vollständigen Wirkkette Fehler, die Ladevorgänge nicht ermöglichen oder nur unvollständig abwickeln. Stromnetz Hamburg möchte mit verschiedenen Maßnahmen diesen Fehlern begegnen und so die Zufriedenheit beim Laden erhöhen.

Stichworte – *Elektromobilität, Roaming, Schnittstelle, Kundenzufriedenheit*

ABKÜRZUNGEN

B2B	Business-to-Business
CDR	Charge Detail Records
CPO	Charge Point Operator (Ladepunktbetreiber)
EMP/eMSP	E-Mobility Service Provider (Elektromobilitätsanbieter)
OCHP	Open Clearing House Protocol
OCPI	Open Charge Point Interface
OCPP	Open Charge Point Protocol
OICP	Open Intercharge Protocol
POI	Point of Interest
RFID	Radio-Frequency Identification

I. EINLEITUNG UND MOTIVATION

Der Hochlauf bei den Zulassungszahlen macht es deutlich, die Elektromobilität wächst enorm, der Anteil bei den Kfz steigt kontinuierlich. Im August 2021 wurden 28.860 reine Elektrofahrzeuge zugelassen, mit einem Marktanteil von 14,9 % [1]. Im Vorjahreszeitraum lagen diese Werte noch bei 16.076 und 6,4 % [2]. Dies ist auch zwingend notwendig, da die Elektrifizierung in vielen Bereichen zentrales Element im Maßnahmenpaket zur Verlangsamung des Klimawandels ist. Die Elektromobilität soll dabei einen Anteil an der Reduzierung der Emissionen im globalen Kontext leisten. Aber auch auf lokaler Ebene können sich im städtischen Kontext Vorteile in Bezug auf Abgase und Lärm ergeben.

Ein zentrales Element für die Elektromobilität ist die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur in unterschiedlichen Facetten. Dieser Beitrag beschäftigt sich maßgeblich mit der öffentlichen Infrastruktur und dessen Optimierung hinsichtlich des Ladeerlebnisses. Aus Sicht der Nutzer*innen von Elektrofahrzeugen ist es besonders wichtig, entsprechende Lademöglichkeiten im städtischen Kontext zu haben. Hierbei sind verschiedene Faktoren ausschlaggebend. Eine hohe Durchdringung mit Ladestationen ermöglicht ein Laden im direkten Umfeld zur Wohnung. Eine hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bedingen einen reibungslosen Ablauf beim Laden des Fahrzeuges. Aus Sicht des Ladepunktbetreibers liegt der Fokus etwas anders. Dieser muss vor allem seine wirtschaftliche Situation berücksichtigen und möchte den Kunden möglichst viele Ladevorgänge mit einer hohen Ladequalität zur Verfügung stellen. Eine gute Ladequalität zeichnet sich dadurch aus, dass die versprochene Ladeleistung erreicht wird, die gewünschten Energiemengen bereitgestellt werden können, der Ladevorgang fehlerfrei abläuft und auch korrekt abgerechnet wird. Insbesondere letzteres ist wichtig, um den manuellen Aufwand bei Abrechnungsfehlern oder Kundenanfragen zu begrenzen.

Stromnetz Hamburg ist als Betreiberin der öffentlichen Ladeinfrastruktur und des elektrischen Verteilungsnetzes in Hamburg besonders an einem reibungslosen, sicheren und zufriedenstellenden Betrieb interessiert. Hierzu werden vorhandene Daten hinsichtlich der Optimierung von Ladevorgängen ausgewertet und Maßnahmen abgeleitet. Eingebettet ist dies unter anderem in das Forschungsprojekt *Wirkkette Laden*, welches vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gefördert wird (FKZ 03EMF0301E).

Hierzu ist ein vertieftes Verständnis der gesamten Wirkkette im Ökosystem Laden sowie der Zusammenhänge zwischen den Teilsystemen sowie der dort auftretenden Fehler unerlässlich, um allen ein besseres Ladeerlebnis zu ermöglichen. Gemeinsam mit anderen Projektbeteiligten steht die Weiterentwicklung von Branchenstandards, Normen und Schnittstellen ebenso im Fokus, damit nicht nur in der Hansestadt Hamburg ein nutzerfreundliches Laden möglich ist, sondern alle davon profitieren.

II. ROLLEN UND TECHNISCHE SCHNITTSTELLEN

Zur detaillierten Analyse sollen zunächst die in der Elektromobilität gängigen Rollen und Roaming-Systeme dargestellt werden. Grundsätzlich können zwei elementare Rollen unterschieden werden: der Ladepunktbetreiber (Charge Point Operator – CPO) und der Elektromobilitätsanbieter (E-Mobility Service Provider – EMP/eMSP). Daneben gibt es weitere Beteiligte, die in der gesamten Prozesskette eine entscheidende Rolle spielen, z. B. die Roaming-Plattformen oder Zahlungsabwickler.

A. Charge Point Operator

Der CPO ist zuständig für den ordnungsgemäßen Betrieb des Ladepunktes. In der Regel besorgt der CPO die Stromlieferung für den Ladepunkt und unterhält für das öffentliche Roaming entsprechende B2B-(Business-to-Business) Vertragsbeziehungen inkl. Abrechnung zu verschiedenen EMP. Der CPO hat die von ihm betreuten Ladepunkte an ein IT-Backend angebunden, womit er das Ladepunktmanagement durchführen kann. Als Datenschnittstelle wird üblicherweise OCPP (Open Charge Point Protocol) eingesetzt. Stromnetz Hamburg setzt für das Ladepunktmanagement das eigene IT-Backend eRound ein.

B. E-Mobility Service Provider (EMP)

Der E-Mobility Service Provider bzw. Fahrstromanbieter ist der Vertragspartner für den Endkunden und Herausgeber der RFID-Ladekarten oder von Ladeapps für das Smartphone. Die EMP haben mit diversen CPO B2B-Vertragsbeziehungen und rechnen gegenüber den Endkunden die Lademengen auf Basis von Charge Detail Records (CDR) ab. Die CDR beinhalten u. a. den Ladeort, die Lademenge und die Ladedauer. Üblicherweise übermittelt der EMP dem CPO die verschiedenen RFID-Karten. Im Gegenzug sendet der CPO dem EMP die Informationen zu Ladevorgängen mithilfe der CDR.

C. Roaming-Plattformen

Damit nicht jeder CPO mit jedem EMP eine eigene, separate Verbindung aufbauen muss gibt es Roaming-Plattformen, die als zentrale Marktplätze fungieren. Auf diesen Marktplätzen können sich EMP und CPO zu mehr oder weniger festgelegten Regeln vernetzen und Vertragsbeziehungen eingehen. Durch automatisierte Schnittstellen werden die relevanten Daten (RFID-Karten, CDR, POI-Daten) ausgetauscht. Im europäischen Kontext relevante Roaming-Plattformen sind e-clearing.net, Hubject oder Gireve, worüber ein Großteil des Roaming abläuft. Größere CPO und EMP haben aber untereinander mitunter auch direkte Verbindungen, um die Roaming-Plattformen und die damit verbundenen Gebühren zu vermeiden.

Zwischen CPO, EMP und Roaming-Plattformen werden verschiedene Protokolle zum Datenaustausch verwendet, die gängigen sind hierbei OCPI (Open Charge Point Interface, vor allem für Direktverbindung zwischen CPO und EMP), OICP (Open Interchange Protocol, Hubject) und OCHP (Open Clearing House Protocol, e-clearing.net).

D. Situation bei Stromnetz Hamburg

Das eigene IT-Backend von Stromnetz Hamburg zur Ladepunktverwaltung unterstützt dabei alle genannten Schnittstellen sowohl zu den verschiedenen Roaming-Plattformen als auch eine Direktanbindung zu anderen EMP per OCPI. Neben den Schnittstellen zur Ladesäule (OCPP) sind diese die relevanten Verknüpfungspunkte des IT-Backends (siehe ABBILDUNG 1).

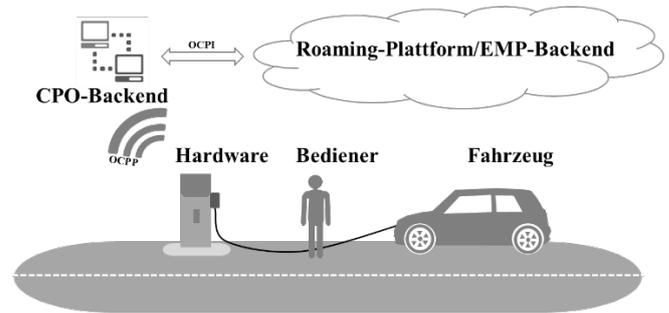


ABBILDUNG 1: WIRKKETTE.

III. FEHLERURSACHEN UND -ORTE

Die möglichen Fehlerursachen und -orte sind vielfältig in der gesamten Wirkkette. Beginnend bei der Person, die den Ladevorgang auslöst, über das Fahrzeug, Ladekabel, Ladesäule, Ladesäulenanbindung, IT-Backend hin zu den Abrechnungs- und Roaming-Systemen bis zum EMP-Backend können die Fehler an vielen Stellen auftreten. Stromnetz Hamburg als Betreiberin der öffentlichen Ladeinfrastruktur sieht dabei nur einen Teil der Fehler, die an der und um die Ladesäule auftreten. Hierbei kann zwischen qualitativen Fehlern, die z. B. durch die Support-Hotline, den Vor-Ort-Entstörungsbetrieb oder durch den IT-Betrieb sichtbar werden, und quantitativen Fehlern, die sich aus den Fehlerlogs der verschiedenen Schnittstellen ergeben (OCPP-Ladesäulenkommunikation oder die Kommunikation zwischen CPO und EMP), unterschieden werden (siehe ABBILDUNG 2).

IV. HERANGEHENSWEISE

Zur Verbesserung der Ladequalität für den Endnutzer werden zuerst die vorhandenen Daten systematisch ausgewertet, anschließend analysiert und abschließend werden Maßnahmen zur Verbesserung abgeleitet.



ABBILDUNG 2: FEHLERDATENQUELLEN.

Die Auswertung gliedert sich in zwei Oberkategorien, je nach Datenquelle.

Eine qualitative Analyse befasst sich mit den eher weichen Faktoren aus dem Hotline- und Vor-Ort-Betrieb, sowie aus den Erfahrungen der IT-Abteilung und des Fachbereichs hinsichtlich häufiger Fehler(-quellen).

Eine quantitative Analyse basiert auf den automatisch erfassten Datenquellen wie beispielsweise die Fehlerinformationen aus der Ladesäulen-Backend-Kommunikation, dem Ladesäulenlog selbst sowie den Fehlermeldungen der verschiedenen Roaming-Protokolle.

Ergänzend dazu finden im Forschungsprojekt Wirkkette Benutzerbefragungen und -beobachtung statt. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass alle Bereiche beim elektrischen Fahren betrachtet werden. Zentrales Ziel des Forschungsprojektes ist neben der Verbesserung der Prozesse auch die Weiterentwicklung der Schnittstellen, Protokolle und Normen.

V. AUSBLICK

Die ersten Ergebnisse werden Ende 2021 erwartet. Neben den konkreten Maßnahmen, die sich direkt aus den Fehlern und Fehlerorten ableiten lassen, sind weitere Schritte denkbar, z. B. eine Erweiterung auf ein automatisiertes Monitoring oder auch ein sogenanntes „predictive maintenance“, um die Fehlerentstehung bereits initial zu verhindern und z. B. Hardware-Defekte vorherzusagen.

Insgesamt sollen diese und weitere Maßnahmen den anhaltenden Hochlauf der Elektromobilität bestmöglich unterstützen und das Laden der Elektrofahrzeuge für den Endnutzer so reibungslos wie möglich machen.

LITERATUR

- [1] „electrive.net - eMobility-Dashboard August 2021,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.electrive.net/2021/09/03/emobility-dashboard-august-28-860-reine-elektro-pkw/>. [Zugriff am 08. September 2021].
- [2] „electrive.net - eMobility-Dashboard August 2020,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.electrive.net/2020/09/03/emobility-dashboard-august-16-076-reine-elektro-pkw/>. [Zugriff am 08. September 2021].

Kapitel 2

Integrierte Netze – Multimodale Netze und Sektorenkopplung mit Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Gasnetz Hamburg GmbH

Wärme Hamburg GmbH

Technische Universität Hamburg

Technische Hochschule Lübeck

iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme

Daniela Vorwerk*[‡] und Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*daniela.vorwerk@hsu-hh.de

[‡] Diese Autor:innen haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt.

Stefan Micheely[‡]

*Digitalisierung & Netz
Stromnetz Hamburg GmbH*
Hamburg, Deutschland

Oliver Henry Koch

*Wasserstoff
Gasnetz Hamburg GmbH*
Hamburg, Deutschland

Christoph Cosler

*Strategie und Unternehmensentwicklung
Wärme Hamburg GmbH*
Hamburg, Deutschland

Johannes Heise und Marwan Mostafa

*Elektrische Energietechnik
Technische Universität Hamburg*
Hamburg, Deutschland

Alexander Povel

*Technische Thermodynamik
Technische Universität Hamburg*
Hamburg, Deutschland

Christian Töbermann

*Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
Technische Hochschule Lübeck*
Lübeck, Deutschland

Kurzfassung – Das Vorhaben „iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme“ als Teil des Gesamtvorhabens „Norddeutsches Reallabor“ adressiert die integrierte, das bedeutet gemeinsame Netzentwicklungsplanung für die drei leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wärme in der Metropolregion Hamburg. Beteiligt sind dabei neben den drei städtischen Hamburger Verteilnetzbetreibern norddeutsche Einrichtungen aus Forschung und Entwicklung. Das Projekt beinhaltet den vollständigen Netzplanungsprozess, von der Szenarientwicklung über die rechnergestützte Netzplanung bis hin zur Erstellung einer über die Energiesparten abgestimmten Roadmap. Der in der ersten Phase aufzustellende Szenariorahmen soll dabei nicht nur für die beteiligten Netzbetreiber gelten, sondern auch allgemein als Planungsgrundlage akzeptiert werden können. Er muss nicht nur den Anforderungen der im zweiten Schritt durchzuführenden Netzberechnung genügen, sondern darüber hinaus auch die Kommunikationsfähigkeit sowohl zwischen den drei Netzbetreibern als auch mit externen Interessensträgern ermöglichen. Erst auf dieser Basis werden mit den Werkzeugen für die Netzberechnung technische Lösungen erstellt, die im Zusammenspiel aller drei beteiligten Netzbetreiber funktionieren. Eine Zusammenfassung themenverwandter Studien und in Deutschland geförderter Forschungsprojekte zeigt die Diversität und Vielschichtigkeit des Themenkomplexes multi-modaler Energienetze.

Stichworte – *Sektorenkopplung, multi-modale Energienetze, Netzplanung, Energieszenarien*

NOMENKLATUR

BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundministerium für Wirtschaft und Energie

EE	Erneuerbare Energien
GNH	Gasnetz Hamburg GmbH
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
iNeP	Integrierte Netzentwicklungsplanung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NEP	Netzentwicklungsplan
NRL	Norddeutsches Reallabor
PV	Photovoltaik
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
THL	Technische Hochschule Lübeck
TUHH	Technische Universität Hamburg
WH	Wärme Hamburg GmbH

I. EINLEITUNG

Eine spezifische Aufgabe und Ziel der Integrierten Netzplanung (*iNeP*) ist die Erstellung einer koordinierten Roadmap für die Transformation der Energienetze einschließlich der an sie zu koppelnden Sektorkopplungsanlagen in Hamburg, um das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 in allen Energienutzungssektoren zu erreichen. Nur durch eine über die Energiesparten übergreifende Netzplanung wird es gelingen, die Endenergiebedarfe der verschiedenen Sektoren Industrie, Haushalt, Wärme und Mobilität in der jeweils klimaschonendsten Energieform decken zu können. Somit ist eine integrierte Netzplanung ein entscheidender Faktor zur Erreichung der Klimaziele [1].

In dem Beitrag [2] aus 2019 in der Schriftenreihe „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ wurde bereits in der Phase der Konzeption zum Projekt *iNeP* der drei Hamburger Energienetzebetreiber Gasnetz Hamburg (GNH), Stromnetz Hamburg (SNH) und Wärme Hamburg (WH) (zusammen: Industrie-Partner im *iNeP*-Konsortium) ausgeführt, dass der inzwischen „relativ hohe Anteil erneuerbarer Energie“ im Stromnetz nicht ausreicht, um die Klimaschutzziele erreichen zu können [2]. Dazu ist in allen Sektoren (Industrie, Gewerbe, Verkehr und Haushalte) ausschließlich CO₂-freie Energie einzusetzen, und die Nutzer sind auch nur durch Einbeziehung aller Netzarten zu erreichen. Darüber hinaus sind u. U. durch „die Kopplung der beteiligten Infrastrukturen Netzengpässe“ und Risiken der Versorgungssicherheit technisch und wirtschaftlich sinnvoll zu vermeiden. Zur Zielerreichung, insbesondere in Bezug auf die Methodenentwicklung und den Überblick über den Stand von Wissenschaft und Technik, sind die Hochschulen der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU), der Technischen Universität Hamburg (TUHH) und der Technischen Hochschule Lübeck (THL) als FuE-Partner im *iNeP*-Konsortium tätig.

Zudem ist in [3] im Jahre 2020 nach Bewerbung der Förderpartner um Fördermittel des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) und Einbettung des Projekts in das Gesamtvorhaben des Norddeutschen Reallabors (NRL) *iNeP* als „Werkzeug für Energiewende“ bezeichnet worden. „Die speziellen Herausforderungen“ liegen dabei sowohl in „der Komplexität der Aufgabe“ als auch in der „Validität externer Daten und [der] Einbindung externer Stakeholder“ [3]. Die Beiträge [4] und [5] im Band „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ von 2020 nehmen Bezug auf die künftige Rolle des Gasnetzes in der Energiewende, in [6] wird neben der technischen Beschreibung der Netzstrukturen und der Entstehungsgeschichte auch die regenerative Zukunft für Wärmenetze thematisiert. Einzelne technologische Bausteine der realen Komponenten für integrierte Netze wurden dort insbesondere durch die Beiträge der HSU beschrieben und vorgestellt.

Im Rahmen dieses Beitrags wird zunächst das Projekt *iNeP* anhand seiner Zielstellungen und Arbeitsplanung in Form der ausgearbeiteten Arbeitsmodule vorgestellt. Darauf folgend wird auf bestehende Herausforderungen der beteiligten Netzbetreiber SNH, WH und GNH im Zuge der durch die Energiewende getriebenen notwendigen Netztransformationen eingegangen. Es werden die Anforderungen der Hamburger Netzbetreiber sowie die sich aus *iNeP* erhofften Vorteile durch die Verwertung von Methodik und Ergebnissen für die operativen Netzplanungsprozesse adressiert. Abschließend wird in einer Zusammenfassung der Literatur ein Überblick über relevante Studien sowie aktuelle Forschungsprojekte im Bereich multi-modaler Energienetze in der Bundesrepublik Deutschland gegeben.

II. INEP – INTEGRIERTE NETZENTWICKLUNGSPLANUNG DER ENERGIETRÄGER STROM, GAS UND WÄRME

Ziel des Vorhabens *iNeP* ist die Entwicklung einer Methodik für den Netzausbau für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme in einer integrierten, d. h. gemeinsamen, Weise. Herausforderungen dabei sind sowohl die verschiedenen physikalischen und technischen Randbedingungen der Energieträger als auch die geographischen und strukturellen Randbedingungen [1].

Die integrierte Netzplanung beinhaltet im Wesentlichen drei zentrale, aufeinander aufbauende Bearbeitungsschritte, welche in ABBILDUNG 1 ersichtlich sind. In einem ersten Schritt müssen künftig zu erwartende Endenergiebedarfe innerhalb eines gewählten *Szenariorahmens* sinnvoll abgeschätzt werden. Dazu werden reale Endenergiebedarfe sowie zukünftige Lastprognosen und Infrastrukturdaten erhoben. Dabei ist vorgesehen, bestimmte Regionen sinnvoll in bestimmte Strukturen, sogenannte *Zonen*, mit vergleichbarer Bedarfsstruktur einzuteilen [1]. Im Rahmen der *rechnergestützten Netzplanung* sollen auf Basis der im Szenariorahmen prognostizierten Entwicklungen verschiedene Netzausbauvarianten zur Deckung der Bedarfe identifiziert und miteinander verglichen werden können. Schließlich soll eine *Roadmap* als Leitlinie zur zeitlichen Einordnung für geeignete Ausbaumaßnahmen entwickelt werden [1].



ABBILDUNG 1: INTEGRIERTE NETZPLANUNG - AUF EINANDER AUFBAUENDE SCHRITTE FÜR DIE BEARBEITUNG, ENTNOMMEN AUS [1].

Zur Erreichung des Ziels der Klimaneutralität in der Industriemetropole Hamburg bedarf es insbesondere der Berücksichtigung verschiedener Transformationspfade für die Energiebereitstellung. Zur Wandlung von Energieträgern bestehen zahlreiche Technologien, die entweder als Endenergiegeräte (z. B. Brennstoffzellenheizungen oder Wärmepumpen) oder als Kopplungstechnologien zwischen den Netzen (Großelektrolyseure, BHKW...) ausgeführt werden können. Innerhalb des Teilvorhabens sind daher zahlreiche Parameter zu berücksichtigen [1]. Ein Überblick über einige dieser Parameter ist in ABBILDUNG 2 gegeben.

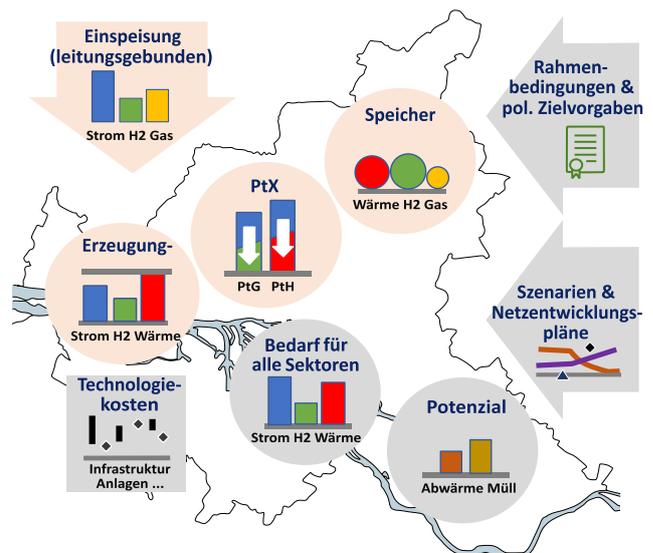


ABBILDUNG 2: ÜBERBLICK EINIGER RELEVANTER PARAMETER, ENTNOMMEN AUS [1].

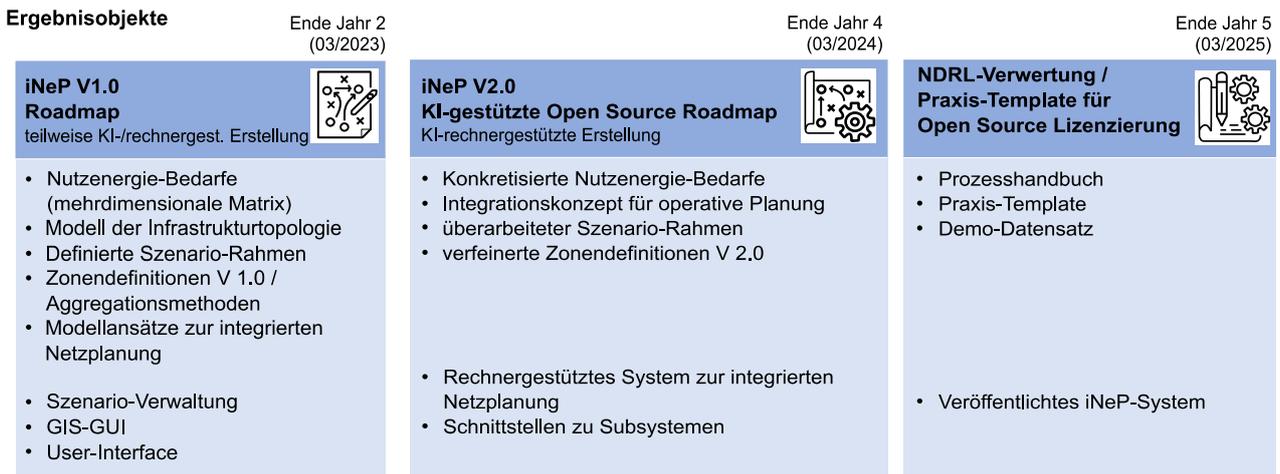


ABBILDUNG 3: INTEGRIERTE NETZPLANUNG - ÜBERBLICK DER PROJEKTPHASEN MIT ZIEL-ERGEBNISOBJEKTEN PRO PHASE, ENTNOMMEN AUS [1].

Die insgesamt fünf Jahre der Projektlaufzeit sind wiederum in einzelne Phasen des Vorhabens gegliedert, die jeweils mit der Erreichung von bestimmten Ergebnisobjekten abgeschlossen werden sollen [1]. In ABBILDUNG 3 sind diese drei zeitlichen Projektphasen mit den maßgeblich geplanten Ergebnisobjekten aufgeführt.

Die erste Projektphase, *iNeP 1.0*, beinhaltet die erste Erfassung an Endenergiebedarfen, die Modellentwicklung von Infrastrukturtopologien, einen definierten Szenariorahmen und erste Ansätze zur Moellaggregation und Zonenentwicklung (*Zonen 1.0*). Die Beendigung dieser Projektphase ist zum Ende des zweiten Jahres geplant. Als Ergebnisobjekte sind ein erster Roadmap-Entwurf mit grober Richtungsweisung, ein erstes Geoinformationssystem-Graphical User Interface (*GIS-GUI*) sowie eine funktionsfähige Szenarioverwaltung vorgesehen. Die zweite Projektphase, *iNeP 2.0*, soll die Erarbeitung bereits konkreterer Nutzenergiebedarfe, sowie detaillierterer Versionen des Szenariorahmens und der Zonendefinition (*Zonen 2.0*) enthalten. Abgeschlossen werden soll diese Projektphase nach dem vierten Jahr mit einem rechnergestützten Tool zur integrierten Netzplanung. Zum Ende der gesamten Projektlaufzeit ist die Verwertung des hier entwickelten Tools als veröffentlichtes System mit Prozesshandbuch und Praxis-Template vorgesehen [1].

A. Arbeitsplanung

Im Rahmen des Arbeitsplans gliedert sich das Vorhaben *iNeP* in insgesamt zehn Arbeitsmodule. Diese dienen einerseits dazu, die in ABBILDUNG 1 gezeigten, maßgeblichen Prozessschritte der integrierten Netzplanung in weitere, kleine Arbeitsfelder einzuteilen, andererseits sind in der Arbeitsplanung auch projektbegleitend unterstützende Module wie *Evaluation und Optimierung* und *Wissensaustausch* berücksichtigt. Die inhaltlichen Bestandteile der zehn Arbeitsmodule werden im Folgenden kurz erläutert.

1) Datenerhebung/Szenariorahmen

Durch Analyse von Studien, sowie der Zuhilfenahme aktueller Bedarfsdaten sollen schlüssige, regionalisierte Prognosen für zukünftig zu erwartende Endenergiebedarfe in der Industriemetropole Hamburg erstellt werden. Zentral hierbei ist insbesondere die zukünftige Entwicklung von Raumwärmebedarfen. Darüber hinaus muss zur Deckung der zu erwartenden Endenergiebedarfe ein geeignetes

Bedarfsdeckungskonzept entwickelt werden. Auch die Entwicklung und Durchdringung verschiedener Technologien, wie z. B. der Zuwachs an Elektromobilität, Wärmepumpen, Brennstoffzellenheizungen etc. muss hier berücksichtigt und sinnvoll quantifiziert werden. Eine sachlogische Verknüpfung der hier erarbeiteten Daten für Struktur- und Technologieparameter sowie schlüssiger Annahmen für Entwicklungstrends derer, stellt die Grundlage für einen geeigneten „Szenarienkorrridor“ dar, der den Rahmen für den eigentlichen Netzplanungsprozess bildet [1].

2) User Interfaces und Visualisierung

Im Arbeitsfeld *User Interface und Visualisierung* wird die Entwicklung einer GIS-GUI thematisiert. Diese verfolgt das wesentliche Ziel, zukünftig prognostizierte Endenergiebedarfe sowie die daraus abgeleiteten Netzausbauvarianten übersichtlich aufzuzeigen. Im Rahmen einer zu entwickelnden Szenario-Verwaltung soll die Eingabe und Parametrierung von Daten für verschiedene Anwender ermöglicht werden und daraus eine georeferenzierte Darstellung der erhobenen Endenergiebedarfe, Netzstrukturen, *Zonen* und den ermittelten Planungsergebnissen generiert werden. Zunächst sind dazu die wesentlichen Anforderungen an Benutzeroberfläche und Visualisierung für die unterschiedlichen Zielgruppen an Nutzern zu identifizieren. Das User-Interface soll im Laufe der Projektbearbeitung stetig um Funktionalitäten erweitert und weiterentwickelt werden [1].

3) Daten-Analyse und Aufbereitung

Das Arbeitsfeld *Daten-Analyse und Aufbereitung* umfasst den Umgang mit den für *iNeP* relevanten Datensätzen. Dazu zählen einerseits die im Wesentlichen für den Szenariorahmen aus Arbeitsmodul 1) entscheidenden Datensätze wie aktuelle Technologieparameter, regionale Strukturparameter, aktuelle und prognostizierte Verbrauchsdaten und die jeweils dafür zu erwartenden Trends, andererseits auch Infrastrukturdaten der bestehenden Netze für Strom, Gas und Fern-/ bzw. Nahwärme in Hamburg. Zunächst müssen dazu geeignete Formate für den Umgang mit den zahlreichen, diversen Datensätzen identifiziert und jeweils geeignete Schnittstellen geschaffen werden. Ein gleiches Aggregationslevel sowie auch regionale Bezüge der Datensätze bilden den Grundstein zur Entwicklung von *Zonen* [1].

4) *Methodikentwicklung zur sektorübergreifenden Netzberechnung*

Die Netzberechnung dient als Bestandteil der Netzplanung zur Überprüfung der Übertragungsfähigkeit bestehender Strukturen und als Anhaltspunkt für die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Netzverstärkung [7]. Netze müssen dabei immer für den ungünstigsten Belastungsfall, d. h. die Höchstlast, ausgelegt sein. In *iNeP* soll dazu eine vereinfachte, sektorübergreifende Netzberechnung in Form eines funktionsfähigen Softwaretools entstehen. Diese Art der Berechnung ersetzt zwar nicht die in den Häusern zur Netzplanung angewandten Netzberechnungstools, soll allerdings schon vor den separaten Berechnungen erste Erkenntnisse für zulässige Lastflüsse in den Netzstrukturen generieren. Dabei ist zu untersuchen, in welcher Form eine sektorübergreifende Netzberechnung für die bestehenden Netzstrukturen mit Berücksichtigung der verschiedenen Transformationspfade und Kopplungstechnologien durchgeführt werden kann [1].

5) *Modellaggregation*

Eine Modellaggregation hat den Zweck, rechnergestützte Modelle gegenüber dem abzubildenden realen System zwecks Verringerung der Rechenzeit und des Modellierungsaufwand zu reduzieren. Im Vorhaben *iNeP* beinhaltet die Modellaggregation einerseits die geeignete, aggregierte Darstellung der Netze für die Berechnung andererseits sollen hier die stark heterogenen Verbrauchsstrukturen in Hamburg in Form von *Zonen* aggregiert werden [1].

6) *Entwicklung von Verfahren zur rechnergestützten Netzentwicklungsplanung*

Für den in Arbeitsmodul 1) erarbeiteten Szenariorahmen sollen im Rahmen der rechnergestützten Netzentwicklungsplanung verschiedene Ausbauvarianten bestimmt und anhand abgestimmter Kriterien miteinander verglichen werden können. Dazu werden separate Netzplanungsverfahren für die drei Energiesektoren Strom, Gas und Wärme miteinander zu einem integrierten Ansatz weiterentwickelt. Zur Bewertung der Planungsvarianten müssen bestimmte Zielparameter (s. Arbeitsmodul 7)) mit in die Betrachtung einbezogen werden. Diese könnten z. B. Minimierung der Investitionskosten, des öffentlichen Flächenbedarfs oder zahlreiche weitere sein. Zur Berücksichtigung unterschiedlicher Zielgrößen sind auch multikriterielle Ansätze mittels Gewichtung einzelner Zielgrößen denkbar. Die mathematische Erfassung und softwaretechnische Umsetzung dieser Zielparameter sowie bestehender Randbedingungen in Form von Zielfunktionen für die integrierte Netzplanung und die Generierung dazu technisch möglicher Ausbauvarianten sind Bestandteil dieses Arbeitsmoduls [1].

6a) *Entwicklung von KI-Verfahren für integrierte und sektorübergreifende Netzplanung*

Im Arbeitsmodul 6a) mit der zentralen Bearbeitung durch die THL sollen sektorübergreifende Netzplanungsverfahren auf Grundlage von Methodiken der Künstlichen Intelligenz (KI) erarbeitet werden, welche allgemein auf städtische Netzstrukturen anwendbar sein sollen. Diese Methodiken sollen zur Unterstützung des Moduls 6) in datenintensiven Teilproblemstellungen dienen [1].

7) *Erstellung Roadmap*

Im Rahmen des Arbeitsmoduls 7) sollen abgestimmte Zielkriterien für die integrierte Netzplanung definiert werden.

Im Zuge dessen sind bestehende Rahmenbedingungen wie Klimaverträglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. Eine erste Version der Roadmap in *iNeP 1.0* soll Inhalte zu wesentlichen Richtungsentscheidungen hinsichtlich des Netzausbaus aufzeigen. In der zweiten Projektphase sollen dann angesichts zentraler Bewertungskriterien durch Anwendung der rechnergestützten Netzentwicklungsplanung (s. Arbeitsmodul 6)) konkretere Antworten zu Netzentwicklungsvarianten gegeben werden können. Auf Basis von vielfältigen Optionsbetrachtungen und deren Evaluation kann in *iNeP 2.0* eine aktualisierte Roadmap erstellt werden. Diese wird dann einem Abstimmungs- und Koordinationsprozess zwischen den Netzbetreibern zugeführt. Eine gemeinsam konsolidierte Roadmap soll als Bestandteil in die Visualisierung aus Arbeitsmodul 2) einbezogen werden [1].

8) *Integration in die operativen Netzplanungen*

Die in den Aktivitäten von *iNeP* erarbeiteten Ergebnisse sollen langfristig in die operativen Planungsprozesse der jeweils beteiligten Netzbetreiber für Strom-, Gas- und Wärmenetze in Hamburg eingebunden werden. Dafür müssen die in der Roadmap festgehaltenen Erkenntnisse für die jeweiligen nachgelagerten Planungsschritte der Netzbetreiber in geeigneter Form aufbereitet und exportiert werden. Innerhalb der einzelnen Häuser werden die Anforderungen noch einmal auf technische und kommerzielle Machbarkeit überprüft. Wesentliche Erkenntnisse dort können auch noch einmal in die rechnergestützte Netzplanung von *iNeP* zurückgegeben und dort als Randbedingungen berücksichtigt werden [1].

9) *Evaluation und Optimierung*

Durch das Arbeitsmodul *Evaluation und Optimierung* soll die gegenseitige Evaluation verschiedener Arbeitsprozesse und Aktivitäten erfolgen. Dazu sollen ab der zweiten Projektphase die aus der ersten Phase erwirkten Ergebnisse kontinuierlich analysiert werden. Durch diese Kontrollschleife sollen Schwachstellen sowohl in der Datengrundlage als auch in Methodik und Algorithmen frühzeitig identifiziert und Konzepte zur Verbesserung und Beseitigung dieser Schwachstellen erarbeitet werden. Dadurch wird eine enge Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, FuE-Partnern und externen Dienstleistern gefördert, die die bestmögliche Ausarbeitung des Tools ermöglicht [1].

10) *Wissensaustausch und begleitender Forschungstransfer*

Das Arbeitsmodul Wissensaustausch umfasst die relevanten Bereiche zur Kommunikation und Außendarstellung des Vorhabens. Zum einen umfasst dies den Kontakt mit anderen Arbeitsgruppen und Teilvorhaben innerhalb des Verbundprojektes NRL, zum anderen ist der Austausch mit anderen BMWi-Reallaboren sowie weiteren Forschungsprojekten, die sich mit ähnlichen Thematiken auseinandersetzen, Bestandteil dieses Arbeitsmoduls. Darüber hinaus ist auch die enge Zusammenarbeit mit den Fachverbänden vorgesehen. Durch die Kommunikation mit anderen Teilvorhaben innerhalb und außerhalb des Verbundvorhabens soll einerseits redundanter Arbeit vorgebeugt und andererseits eine klare Abgrenzung für methodische Alleinstellungsmerkmale erwirkt werden. Die Koordination von Veröffentlichungen und Vorstellungen der im Projekt erreichten Forschungsleistungen und Ergebnisse sind ebenfalls Inhalt dieses Arbeitsfelds [1].

III. WESENTLICHE HERAUSFORDERUNGEN UND ANFORDERUNGEN AN *iNEP*

Wie bereits in den vorstehenden Kapiteln erläutert, ist es das Ziel des Projektes *iNeP*, eine koordinierte und akzeptierte Roadmap zur Transformation der Energienetze für Strom, Gase und Wärme zu entwickeln, um dadurch die Grundlage für eine erfolgreiche Dekarbonisierung aller Sektoren in einer Industriemetropole zu schaffen. Durch eine Analyse verschiedener Planungsszenarien soll eine optimale Energieinfrastruktur hinsichtlich der Erreichung von politisch vorgegebenen Klimazielen unter Berücksichtigung des Aufwands und weiterer definierter Kriterien konzipiert werden. Im Rahmen von *iNeP* wird eine Planungsmethodik entworfen, die neben den Netzen die Erzeugungs-, sowie netzorientierte Speicher- und Kopplungskapazitäten mit dem Fokus auf die Entwicklung des Energiebedarfs berücksichtigt. Die zu konzipierende Roadmap soll, z. B. als Entscheidungshilfe, in den Diskussionen mit möglichst vielen Stakeholdern einsetzbar sein sowie die konkrete Planung technischer Maßnahmen unterstützen.

Durch die gemeinsame grundsätzliche Planung aller drei Netzarten der beteiligten Netzbetreiber über einen langfristigen Zeitraum und über die angebotenen Energieformen ergeben sich voraussichtlich Vorteile für einen abgestimmten Szenariorahmen und in der Bewertung technischer Lösungen. Zunächst ist ein Szenariorahmen zu entwickeln und aufzustellen, der nicht nur für die beteiligten Netzbetreiber gilt, sondern auch allgemein als Planungsgrundlage akzeptiert wird. Auf dieser Basis werden mit den Werkzeugen für Netzberechnung technische Lösungen erstellt, die im Zusammenspiel aller drei beteiligten Netzbetreiber funktionieren. Die Bewertung technischer und wirtschaftlicher Aspekte gemeinsam erarbeiteter Lösungspfade verbessert die Entscheidungsfindung gegenüber nachgelagerten Diskussionen über Einzeloptimierung der beteiligten Unternehmen.

Aufgrund der sich dynamisch ändernden Randbedingungen (u. a. politische Vorgaben, Regulierungsrahmen, kundenseitige Anpassungen in Geschäftsprozesse und damit für die Netzbetreiber Entwicklungen im Energiebedarf und -angebot) bleibt das per Roadmap definierte Zielsystem im Zeitraum bis zur vollständigen Umsetzung der Energiewende voraussichtlich nicht konstant. Daher soll über die Methodik von *iNeP* ein iterativer Prozess etabliert werden, der diese Entwicklungen über erforderliche Anpassungen der Eingangsparameter nachsteuern kann.

A. Herausforderungen zur Aufstellung eines abgestimmten Szenariorahmens

In der ersten Phase nach Projektbeginn im April 2021 erscheint es zunächst sinnvoll, die Anforderungen aus der Netzplanung an die Ergebnisse von Versorgungsprognosen zu beschreiben, die ein zukünftig integriertes Netzplanungs-Werkzeug liefern sollte. Mit *iNeP* soll eine deutliche Verbesserung der Planungsqualität erreicht werden, weil zum Ersten die Anforderungen an alle drei betrachteten Netzsparten betrachtet werden und zum Zweiten sich diese Anforderungen durch die Umsetzung der Energiewende bei den Netzkunden ändern werden.

1) *Künftige Herausforderungen für das Hamburger Stromverteilnetz*

Im vorherigen Band „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ von 2020 wurde in [8], [9] und [10]

bereits beschrieben, wie das Hamburger Stromnetz grundsätzlich aufgebaut ist und welche externen Einflüsse und Anforderungen zu berücksichtigen sind. In einem zweiten Beitrag wird detaillierter das Vorgehen bei der Optimierungsaufgabe „Zielnetzplanung“ erläutert sowie in einem dritten Beitrag die Methodik zur nachhaltigen Bewirtschaftung die Assetmanagement-Methodik vorgestellt.

Aus Sicht des Stromnetzes sind in Hamburg „vorrangig [...] die Themen Elektromobilität und Power-to-Heat-Anwendungen wie Strom-Wärmepumpen zu nennen. Aber auch im klassischen Bereich der Stromanwendungen im Haushalts-, Gewerbe- und vor allem Industriekundenbereich können Veränderungen auftreten, die deutlichen Einfluss auf die zukünftige Dimensionierung der Stromverteilnetze haben.“ [11]. Für die übergeordnete Planung auf der Ebene der Übertragungsnetze existiere demnach mit den Netzentwicklungsplänen (NEP) ein Instrument, mit dem der bedarfsgerechte Aus- und Umbau in dieser Ebene mit dem Ziel, einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, erreicht wird. Eine Verwertung mit einer hohen räumlichen Auflösung und einer Hamburg-spezifischen Detaillierung fehle bisher [11] und wird in dem im Artikel beschriebenen Projekt auch nur für die Hochspannungsebene 110-kV verfolgt.

Daher steht für die Stromnetzbetreiberin SNH vor allem ein Prognosewerkzeug im Mittelpunkt des Interesses, das verwertbare Informationen insbesondere für die Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze (bei SNH: 10 kV und 0,4 kV) liefert. Schon durch die Anzahl der Netzkunden in diesen Ebenen kann keine individuelle Planung aufgesetzt werden. In der Ebene des Hochspannungsnetzes wäre die sowohl über die Anzahl der Netzkunden als auch eine über die Standardprozesse hinausgehende Kommunikation innerhalb des Verbundprojekts NRL die Erfassung und Umsetzung von Planungsparametern auch ohne ein neu zu konstruierendes Werkzeug möglich.

Die Überplanung der diversen Netze der angesprochenen 10- und 0,4-kV-Ebenen benötigt aufgrund der Komplexität innerhalb der Industriemetropole Hamburg bei gleichzeitig fortlaufenden Anschluss-, Ersatz- und Erneuerungstätigkeiten mit den Bearbeitungskapazitäten des Kerngeschäfts mehrere Jahre Vorlauf. Für die neu hinzukommenden Aufgaben sind über den bisher vorhandenen Stand hinaus Prognosen über die zu betrachtenden Langfristzeiträume erforderlich, die wesentlich detailliertere Aussagen hinsichtlich der geografischen Verteilung und der Größe des Bedarfs an Netzkapazität (im logistischen Sinne) für Lasten und Einspeisungen heutiger und potentiell neuer Netzkunden beinhalten müssen, als sie heute in den Prognosewerkzeugen zur Verfügung stehen.

2) *Künftige Herausforderungen für Wärme Hamburg*

Grundsätzlich sind für die Planung von Fernwärmenetzen bzw. -verbundsystemen die spezifischen Wärmebedarfe der zu versorgenden Einheiten und die kundentypen-spezifischen Lastgänge die wesentlichen Einflussgrößen. Durch Einflüsse von außen (Wetter- und Klimaeinflüsse) sowie die Veränderung der gebäudetechnischen Gegebenheiten (z. B. energetische Sanierung) und bedingt auch durch optimiertes bzw. gesteuertes Heizverhalten (z. B. Smart Thermostat) kann unterstellt werden, dass sich der Wärmebedarf sowohl in Energiemenge als auch Leistungshöhe über die Zeit verändert und ist daher entsprechend zu prognostizieren. Aus Sicht der WH müssen sich anhand der Wärmebedarfsprognosen

potenzielle Wachstumsgebiete für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung herauskristallisieren.

Im Fernwärmeverbundsystem wird mit Wasser ein nicht kompressibles Medium durch die Leitungen (Vor- und Rücklauf) im Kreislauf gepumpt. Über Wärmeübertrager wird in die Wärme des Wassers aus den Erzeugungseinheiten in die Kreisläufe der Endverbraucher übertragen. Die für die Planung relevanten Parameter sind daher Drücke und Temperaturniveaus der verschiedenen Kreisläufe.

Die Wärmebereitstellung über Fernwärme ist nicht reguliert, so dass die gesamte Wertschöpfungskette über ein Unternehmen bedient werden kann. Dadurch ist die WH in der Lage, entsprechend sowohl Erzeugungskapazitäten als auch Netzkomponenten in die Planung mit einzubeziehen. Durch die Umstellung der Erzeugung von bisher fossil befeuerten Großanlagen auf dezentrale und vielfältige Wärmebereitstellung aus Abwärmenutzung, Großwärmepumpen und unter Verwendung von Speichern wird das Fernwärmeverbundsystem zunehmend modularer und die Planungskomplexität ist gegenüber den Standardprozessen noch einmal erhöht.

3) *Künftige Herausforderungen für Gasnetz Hamburg*

In den letzten Jahrzehnten hat sich Erdgas zum energetisch größten leitungsgebundenen Energieträger in Hamburg entwickelt. Derzeit liegt in Hamburg nahezu flächendeckend ein Erdgasverteilnetz mit hoher Reservekapazität vor. Zur Erreichung der Klimaziele der Stadt Hamburg besteht allerdings die Notwendigkeit zu einem starken Rückgang der Nutzung von Erdgas, was eine starke Veränderung der Netzstruktur zur Folge hat.

Zur Planung des Gasnetzausbaus gehört die Identifikation von Tendenzen, wo und bis wann in Zukunft überhaupt noch Bedarf an Erdgas besteht, in welchen Regionen und zu welchem Zeitpunkt die Nachfrage an Wasserstoff auftritt und in welcher strukturellen Auflösung Gasnetzanschlüsse benötigt werden. Zudem werden potentiell zukünftig auch dezentrale Wasserstoffeinspeisungen entstehen, die für die Netzplanung insbesondere bzgl. der Gasverträglichkeit eine Rolle spielen. Bei großen Einspeisepunkten, wie etwa durch Wasserstoff-Ferngasnetze oder Großelektrolyseure sind maßgeblich individuelle Kriterien zu beachten.

Für die Transformation der Gasnetze ist weniger die quantitative Bedarfentwicklung relevant, als vielmehr die Frage, wo überhaupt (noch) ein Gasnetz vorzuhalten ist und mit welchem Energieträger (Erdgas oder Wasserstoff). Der Gasbedarf des Industriesektors ist dabei weitgehend unabhängig von der Entwicklung der Energiesparten Strom und Fernwärme zu betrachten, wohingegen für den Raumwärmesektor das Gegenteil der Fall ist. Übergeordnete Prognosen für den Endenergiebedarf an Raumwärme und darauf aufbauende Bedarfsdeckungsszenarien spielen eine entscheidende Rolle für die Gasnetzplanung. So muss beispielsweise in Gebieten mit vollständiger Durchdringung an elektrischen Wärmepumpen kein Gasnetz mehr vorgehalten werden, wohingegen bei dezentralen gasgefeuerten Technologien zur reinen Wärmeherzeugung oder mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dieses durchaus relevant ist.

B. Vorteile der integrierten Netzplanung

Der Netzplanungsprozess lässt sich grundsätzlich in die Erstellung eines oder mehrerer Szenarien als Datengrundlage und die eigentliche Netzberechnung mit geeigneten Methoden

und Werkzeugen unterteilen. In diesem Sinne werden zunächst die Aufbereitung und Weitergabe der Ergebnisse sowohl in Richtung der Entscheidungsfindung über Maßnahmen und grundsätzliche Investitionsbudgets als auch die weitere Bearbeitung der konkreten Projekt- und Investitionsplanung nicht betrachtet. *iNeP* kopiert zunächst das grundsätzliche Vorgehen in beiden Abschnitten, setzt vor allem aber auch eigene neue Akzente in der Kommunikation zur Entscheidungsfindung. Durch die gemeinsame Berechnung der Netze für Fernwärme, Gas und Strom ergeben sich grundsätzliche technische Lösungen als neuer Eingangsparameter der spartenspezifischen genauen Netzplanung der einzelnen Unternehmen. Dieses bleibt zwingend notwendig, weil die detaillierte Ausgestaltung die Berücksichtigung spezifischer Parameter und die Einordnung in das vorhandene Planungssystem der beteiligten Unternehmen erfordert. Prozessual und zeitlich vorgelagert zur Netzplanung ist die Darstellung des Verhaltens der Netznutzer im zu betrachtenden zeitlichen Verlauf für die Netzberechnung in Form von möglichst direkt verwertbaren Datenlisten. Für andere, unten beschriebene Zwecke, sind voraussichtlich andere Darstellungsformen besser geeignet. Die Methodik für die Erstellung und Darstellung dieser Szenarien ist für die beteiligten Unternehmen im Projekt *iNeP* neu zu entwickeln, weil in den Unternehmen bisher jeweils eigene, nicht miteinander kompatible Modelle verwendet wurden. In den vorherigen Kapiteln ist dieser erste Schritt „Szenariorahmen“ bereits erläutert worden. Der Szenariorahmen muss aus Sicht der Beteiligten nicht nur den Anforderungen aus dem zweiten Schritt der Netzberechnung genügen, sondern darüber hinaus die Kommunikationsfähigkeit innerhalb der drei Unternehmen und in Richtung der (soweit für Gas- und Stromnetz vorhandenen) vorgelagerten Netzbetreiber, der Aufsichts- und Genehmigungsbehörden und letztlich auch gegenüber Politik und Öffentlichkeit ermöglichen.

IV. STAND DER FORSCHUNG: AKTUELLE STUDIEN UND FORSCHUNG IM BEREICH GEKOPPELTE ENERGIEKETZEN, SEKTORENKOPPLUNG UND GEMEINSAME NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Im Gegensatz zur konventionellen Energieversorgung, die maßgeblich durch unidirektionale Leistungsflüsse und zentrale, große Einspeisungen geprägt war, müssen die Netze nun für die durch die Energiewende auftretenden neuen Rahmenbedingungen angepasst werden. Neben den Netzentwicklungsplänen Strom [12] der Übertragungsnetzbetreiber und Gas [13] der Fernleitungsnetzbetreiber, bestehen auch neue Anforderungen auf der Ebene der Verteilnetze.

In diesem Kapitel werden aktuelle Studien und Forschungsprojekte vorgestellt, die sich mit der Transformation der Netze für die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wärme entweder in spartenseparater Betrachtung oder, wie in *iNeP*, in einer übergreifenden Weise, beschäftigen. Diese seien im Folgenden nur kurz beschrieben.

Im Bereich elektrischer Verteilnetze stehen den konventionellen Planungsansätzen, wie z. B. in [14] beschrieben, heutzutage zunehmende Herausforderungen und veränderte Anforderungsbedingungen durch Einbindung vermehrt dezentraler regenerativer Einspeisungen, zunehmende Durchdringung an Elektromobilität und Wärmepumpen entgegen [15]. Deren Auswirkung sowie aktuelle Planungsansätze finden sich u. a. in der

Verteilnetzstudie Hessen [15]. Diese reicht von der Schaffung des Szenariorahmens auf Basis von drei wesentlichen Energieszenarien bis zur Formulierung von Handlungsempfehlungen. Dort finden auch Ansätze zur Regionalisierung speziell für das Bundesland Hessen Anwendung. In *Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus* von 2019 wird zum Themenfeld Elektromobilität auch das netzdienliche Laden für elektrische Fahrzeuge betrachtet [16]. Ein Fokus für die Transformation der städtischen Verteilnetze besteht insbesondere im Projekt *PuBStadt – Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilungsnetze zur Anpassung an die Anforderungen der Energiewende* [17] der Bergischen Universität Wuppertal. Im daraus publizierten Bericht [18] wird zunächst eine Analyse zur Stadtentwicklung mit bestehenden Trends und aufeinander einwirkenden Einflussfaktoren vorgestellt. Es werden technische, ökonomische, regulatorische und netztechnische Rahmenbedingungen aufgezeigt. Darüber hinaus werden auch Methodiken zur regionalisierten Betrachtung von Technologieentwicklungen und deren Auswirkungen auf die Netze, insbesondere für die Ladeinfrastruktur zur Nutzung von Elektromobilität und Wärmepumpen, dargestellt [18].

Planungs- und Auslegungsprozesse in der Gasversorgung richten sich nach Grundsätzen des DVGW-Regelwerks [19]. Da im Gegensatz zum Stromnetz keine Anschlusspflicht besteht, findet dabei zunächst jeweils eine Markterkundung statt [19]. Die Auslegung der Netze erfolgt für die erwartete Höchstlast, die maßgeblich durch die niedrigste zu erwartende Temperatur und der erwarteten Gleichzeitigkeit der Kundengruppen, bestimmt wird [19]. Wie auch speziell für GNH bereits im Abschnitt III.A.3) erläutert, sehen sich Gasverteilnetzbetreiber mit der Modernisierung von Wohngebieten und der dabei auftretenden Verringerung der Wärmebedarfe und der Substitution von Erdgas durch Biomethan und/oder Wasserstoff konfrontiert [20]. Der Teilaspekt der sich verändernden Wärmebedarfe und deren Auswirkungen auf die Gasverteilnetze werden u. a. in der *Wärmewendestudie* [21] behandelt. Das Thema Wasserstoff wird z. B. im Abschlussbericht der *Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft* [22] eingehender beleuchtet. In der *Roadmap Gas – Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen* [20] des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft von 2020 wird die Transformation des Gassektors auf klimaneutrale Gase in drei wesentlichen Phasen thematisiert. Die erste Phase (bis 2030) beinhaltet neben wachsender Biomethaneinspeisung die verstärkte Nutzung von regenerativem und dekarbonisiertem Wasserstoff. In der zweiten Phase (2030 – 2040) sollen das Potenzial dieser klimaneutralen Gase optimal ausgeschöpft und ein Ausbau für den Import verstärkt werden. Die dritte Phase ab 2040 sieht eine starke Internationalisierung der Märkte und einen stark wachsenden Anteil klimaneutraler Gase am Energiemix vor. Um im Rahmen dieser drei Phasen den vollständigen Ersatz von Erdgas bis zum Jahre 2050 zu gewährleisten, empfiehlt die Studie jeweils die Schaffung geeigneter Marktanreize [20]. In *Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors* des Umweltbundesamtes werden langfristige Entwicklungen der Gasmärkte in den Bereichen Stromerzeugung, Mobilität, Gebäude und Industrie sowie Strategien zur Dekarbonisierung des Gassektors, und durch Elektrolyseprozesse erzeugte Gase (Methan und Wasserstoff) [23] thematisiert.

A. Aktuelle Studien zur Betrachtung integrierter Systeme

In diversen Studien werden, im Gegensatz zu separaten Ansätzen der Energiesparten, bereits ganzheitlich Ansätze zur Betrachtung und Gestaltung des Energiesystems gewählt. Diese Untersuchungen zeichnen sich dabei durch die starke Berücksichtigung von Transformationstechnologien zwischen verschiedenen Energieträgern und/oder durch ganzheitliche Gestaltungsansätze des Energiesystems, unter anderem durch Schaffung von Verknüpfungen verschiedener Verbrauchssektoren, aus. Im Folgenden seien dazu ohne Anspruch an Vollständigkeit einige kurz erwähnt. Ein Beispiel ist die *dena – Leitstudie integrierte Energiewende* [24], in welcher ganz bewusst der Begriff der „integrierten Energiewende“ zur Beschreibung eines ganzheitlichen Ansatzes aufgegriffen wird. In diesem ist die gemeinsame Abstimmung der dort genannten Sektoren Industrie, Energie, Gebäude und Verkehr untereinander im Hinblick auf vorkommende technische Anlagen, Märkte und Infrastrukturen zentraler Bestandteil [24]. In *Kursbuch Energiewende* [25] wird ein Leitbild für 100 % erneuerbare Energien für die Sektoren Strom, Mobilität und Wärme vorgestellt. In der Studie *Outlook 2050* [26], als Kooperation des Übertragungsnetzbetreibers TenneT und der Gasunie, wird bereits konkret eine integrierte Netzplanung betrachtet: Es wird angesichts spezieller Bedürfnisse für die Staaten Niederlande und Deutschland eine übergreifende Planung von Strom- und Gasnetzen angegangen. Der Aufbau der Studie erstreckt sich von der Erstellung von Szenarien über Energie-System-Berechnungen, Regionalisierungsaspekte, Infrastrukturanalysen sowie Visualisierung und anschließender Analyse der Ergebnisse [26]. Die Anschlussstudie *Phase II – Pathways to 2050* zielt verstärkt auf die Transformationspfade zwischen den Energieinfrastrukturen und dem Verständnis über bestehende Abhängigkeiten und Beeinflussungen ab. Bei dieser Untersuchung wird ein Modell entwickelt, welches Transformationspotentiale in Europa bei Minimierung von Ausbau- und Betriebskosten identifiziert. Auch hier liegt der Fokus auf der Betrachtung von Deutschland und den Niederlanden [27]. In *Integration erneuerbarer Erzeuger durch Sektorkopplung* des Umweltbundesamtes werden insbesondere die Potentiale zentraler neuer Stromanwendungen zur Substitution fossiler Energieträger bis 2050 als Sektorkopplungsoptionen untersucht. Dabei sind die Umwandlungsstufen von Strom in synthetische Kraftstoffe, Verkehr, Wärme, Industrie, Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz und Speicherpotentiale von Wasserstoff Inhalt dieser Betrachtung [28]. Die Studie *Das gekoppelte Energiesystem: Energieversorgung im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V.* thematisiert die Möglichkeiten der sektorenübergreifenden Optimierung der Energiesysteme Wärme, Industrie, Strom und Verkehr. Dabei werden verschiedene Transformationspfade und technische Umwandlungen berücksichtigt. Es werden bestehende Barrieren aufgezeigt und Maßnahmen zur Förderung der Sektorenkopplung benannt [29].

B. Aktuelle Forschungsprojekte im Bereich multi-modaler Netze in der Bundesrepublik Deutschland

In der Bundesrepublik Deutschland findet derzeit die Bearbeitung diverser Forschungsprojekte hinsichtlich der Thematik multi-modaler Energienetze der verschiedenen Energiesektoren Strom, Gas und Wärme statt. Diese sind dabei sowohl im Bereich der Ausbauplanung als auch im Netzbetrieb angesiedelt. Die folgende Auswahl von Forschungsprojekten an Einrichtungen der Forschung und

Entwicklung ohne Anspruch an Vollständigkeit soll einen Eindruck über die Vielfältigkeit der Untersuchungsgegenstände in diesem Themenfeld geben.

In *ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende* [30] wird die Gestaltung eines Energienetzes behandelt, das bidirektionale Lastflüsse und technische Kopplungen der Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr ermöglicht. Die Modellregion als sog. „Energiekosmos“ liegt im Norden Deutschlands. In der Projektbearbeitung werden dort innovative Betriebsmittel durch Simulationen und Pilotanlagen getestet. Der Energiekosmos soll somit real mit Pilotanlagen und als digitales Abbild entstehen. In einer fortgeschrittenen Projektphase ist die Erprobung vom systemischen Zusammenwirken einzelner Elemente im Gesamtsystem vorgesehen. Langfristiges Projektziel von *ENSURE* stellt ein Gesamtkonzept für die Energieversorgung bis 2050 mit Einbettung in sozio-ökonomische Rahmenbedingungen und Übertragbarkeit für die Bundesrepublik Deutschland und Europa dar [30].

In Nordrhein-Westfalen steht im Projekt *Sektor-Plan* der Bergischen Universität Wuppertal die sektorenübergreifende Planungsaufgabe für die leitungsgebundenen Energieträger im Fokus. Dazu wird der Kopplung zwischen Strom- und Gasnetzen eine „Schlüsselrolle“ zugesprochen [31]. Diese ist bedingt durch den Stromsektor als maßgebliche Quelle zur emissionsfreien Energieerzeugung einerseits und die hohe Speicherfähigkeit des Gassektors, die Potential zum Ausgleich der Differenz zwischen Last und Erzeugung bietet. Aber auch Wärmenetze werden als zentraler Bestandteil zukünftiger Energiesysteme im Rahmen von *SektorPlan* berücksichtigt. Ziel der zu entwickelnden Planungs- und Betriebsgrundsätze für gekoppelte Netze ist die verstärkte Aufnahmefähigkeit und Verwertung von regenerativ erzeugtem Strom im Gas- und Wärmesektor, was einen unmittelbaren Beitrag zu deren Dekarbonisierung liefert. Daraus sollen auch Handlungsempfehlungen für den regulatorischen Rahmen zur Förderung von Sektorenkopplung geschaffen werden [31].

Das Projekt *Einsatzkonzepte für die Power-to-Gas-technologie auf Verteilungsebene* als Teil des Clusters „Smart-Grids“ des DVGW [32] der bergischen Universität Wuppertal setzt bei der Herausforderung an, dass aufgrund zunehmend volatiler Einspeisung durch PV- und Windenergie ein erhöhter Bedarf der Speicherung besteht, die Versorgungsnetzstruktur des Stromnetzes allerdings ursprünglich nicht dafür ausgerichtet war. Hingegen wird auf Seiten der Erdgasnetze ein Rückgang des Erdgasbedarfs erwartet. Eine im Projekt zu entwickelnde aktive Steuerung von Betriebsmitteln zielt daher darauf ab, das Potential der Gasnetze zur Entlastung der Stromnetze zu ermitteln. Das Konzept „Smart-Grid“ soll somit für gekoppelte Gas- und Stromnetze angewendet werden. Als Kopplungselemente werden Power-to-Gas-Anlagen, bivalente Gasvorwärmanlagen und Mikro-KWK-Anlagen betrachtet [32].

Das Vorhaben *FlexiEnergy – Sektorübergreifende Entscheidungsunterstützung zur flexiblen Gestaltung des Energiesystems unter Unsicherheit* des Software Innovation Campus Paderborn behandelt die sektorenübergreifende Planung von Energienetzen, also eine „integrierte Berücksichtigung von Strom, Gas, Fernwärme und Mobilität“ [33]. Durch die Nutzung von Synergien soll eine kosteneffizientere und emissionsärmere Gestaltung des Energiesystems erreicht werden. Es soll ein Entscheidungsunterstützungssystem aufgebaut werden,

welches in der Lage ist, entsprechenden Akteuren Handlungsempfehlungen auszusprechen. Dazu ist zunächst die Gestaltung eines „Wissenssystems“ vorgesehen, welches auftretende Einflussgrößen einschließlich ihrer Wechselwirkungen aufzeigt, woraus verschiedene Szenarien abgeleitet werden. Darüber hinaus werden Modelle zur Simulation und Optimierung für die integrierte Planung entwickelt, um robuste Lösungen für Netzgestaltungsvarianten zu generieren. Dabei werden auch innovative Geschäfts- und Tarifmodelle für z.B. Prosumer oder Quartiersnetze und Mieterstrommodelle einbezogen [33].

Im BMWi-geförderten Projekt *ANAPlan Plus* der Universität Kassel steht eine Methodik zur „integralen Infrastrukturplanung“ für die Anpassung von Versorgungsnetzen für Strom, Erdgas/Biomethan und Wasserstoff im Fokus. Es sollen Optimierungspotenziale unter Beachtung neuer Freiheitsgrade aus sparten- und sektorenübergreifender Betrachtung identifiziert werden [34].

Das von der Deutschen Forschungsgemeinschaft geförderte Vorhaben *Multi-Resilience* als Teil des interdisziplinären Schwerpunktprogramms „Hybride und multimodale Energiesysteme: Systemtheoretische Methoden für die Transformation und den Betrieb komplexer Netze“ beinhaltet die quantitative Bewertung und Verbesserung von „wechselseitiger Resilienz“ von intelligenten multimodalen Energieverteilungssystemen. Ziel ist es, sich vor Störungen, die innerhalb einer Infrastruktur oder zwischen Infrastrukturen auftreten, zu schützen [34].

Im Rahmen des Projektes *Hybrid Grid – Anschlussmöglichkeiten von Offshore-Windparks unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung* werden Varianten zur Landanbindung von Offshore-Windparks untersucht. Die Option der Umwandlung von erneuerbarem Strom zu Gas wirkt sich somit auch auf die Gasinfrastruktur aus, was eine gemeinsame Betrachtung notwendig macht. Auf Basis weiträumiger Übertragungs- und Transportnetzmodelle für Strom- und Gasnetze werden Netzsimulationen angewandt. Die Ergebnisse dienen zur Anwendung in gekoppelten Netzplanungsalgorithmen. Darüber hinaus werden auch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angestellt und verschiedene Pfade für Umwandlung und Transport betrachtet [34].

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In den vorangegangenen Kapiteln sind die wesentlichen Zielstellungen von *iNeP* aufgezeigt worden. Diese beinhalten die Entwicklung eines Verfahrens zur integrierten, das heißt gemeinsamen Netzausbauplanung für die drei leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wärme und die Erstellung einer konsolidierten Roadmap, die diese Ausbaustrategie für die Hamburger Energienetze transparent aufzeigt. Die Verteilnetzbetreiber für die Energiesparten Strom, Gas und Wärme stehen im Zuge der Energiewende vor verschiedenen Herausforderungen. Mithilfe von *iNeP* als ein Werkzeug für eine abgestimmte Herangehensweise zur Erstellung von Bedarfsprognosen sowie der Identifikation geeigneter Energie-Transformationspfade können die Eingangsparameter für die spartenspezifische Netzplanung verbessert werden. Durch die Erstellung des Szenariorahmens soll vor der eigentlichen Netzplanung eine zielführende Abstimmung mit den bereits eingeführten Instrumenten der übergeordneten Planung ermöglicht werden. Ebenso soll eine Vergleichbarkeit im Vorgehen bei anderen Institutionen und Unternehmen herstellbar sein. In der Weiterentwicklung von

Lösungsansätzen (Stichwort: Transformationspfad zur Energiewende) soll der zielführende Dialog mit den diversen Interessensträgern auf eine solide Grundlage gestellt werden können. Die nachfolgende Phase der netztechnischen Untersuchungen im Projekt *iNeP* wird auch bisher in den Unternehmen nicht erforderliche und daher auch nicht verwendete Methoden und Werkzeuge umfassen. Offen, und daher als Betätigungsfeld im Projekt vorgesehen, ist dabei sowohl die Beeinflussung der Zielnetzplanung der einzelnen Unternehmen als auch die zielgerichtete Unterstützung in der Detailplanung im Umgang bisher nicht im großen Umfang kundenseitig eingesetzter neuer Technologien der Energienutzung, bzw. -wandlung.

VI. DANKSAGUNG

Das Teilvorhaben „iNeP – Integrierte Netzplanung für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme“ als Teilvorhaben des NRL ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördertes Projekt mit dem für die Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg geltenden FKZ 03EWR007H2.

LITERATUR

- [1] Gasnetz Hamburg GmbH, Wärme Hamburg GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Technische Universität Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Technische Hochschule Lübeck, „Teilvorhabenbeschreibung zum Ideenwettbewerb: zum Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 11. Februar 2019,“ 2020.
- [2] O. H. Koch und B. Pfarrherr, „Integrierte Planung und Kopplung von Netzen als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2019.
- [3] S. Micheely, „Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2020.
- [4] T. A. Ender und M. Laack, „Untersuchung der Netzkapazität zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs bei steigender Wasserstoffbeimischung in Gasverteilnetzen,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2020.
- [5] S. Müller, „Die Struktur des Hamburger Gasverteilnetzes – Chancen für die Energiewende Hamburgs,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 2, 2020.
- [6] L.-H. Michael, B. Lkhamsuren, R. Hankers und D. Schulz, „Fernwärme in Hamburg und Deutschland: Netzstruktur, Entwicklungsgeschichte und die regenerative Zukunft,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz; Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger*, Bd. 2, 2020.
- [7] J. Hanson, „Netzplanung und Netzberechnung,“ in *Elektrische Energieversorgung 3; Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, 2. aktualisierte Auflage Hrsg., Springer Vieweg, 2018.
- [8] B. Pfarrherr, „Aufbau elektrischer Versorgungsinfrastruktur am Beispiel Hamburg,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2020.
- [9] T. Gündel und T. Niepel, „Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2020.
- [10] F. Günzler, „Assetmanagement in elektrischen Netzen – nachhaltig in Balance,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2020.
- [11] L. Mittenzwei, T. Gündel, C. Linke und D. Kemnitz, „Anforderungen an Stromnetze steigen auch in großstädtischen Gebieten,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 67, p. S. 28 ff, 2017.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf,“ 2021.
- [13] FNB Gas, die Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Konsultation,“ 2020.
- [14] H. Nagel und R. R. (. Cichowski, Systematische Netzplanung, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, 2. Auflage, Berlin, Frankfurt a. M. : VDE Verlag GmbH, VDEW Energieverlag GmbH, 2008.
- [15] Bearing Point, Fraunhofer IEE, Kassel, „VERTEILNETZSTUDIE HESSEN 2024 – 2034; Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung,“ 2018.
- [16] U. Maier, F. Peter und A. Jahn, „Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus; Schlussfolgerungen zu einer Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project 8RAP,“ Berlin, 26. August 2019.
- [17] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/pubstadt-planungs-und-betriebsgrundsätze-fuer-staedtische-netze.html>. [Zugriff am 12. August 2021].
- [18] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gernsberger, A. Slupinski und M. Zdrallek, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ *Neue Energie aus Wuppertal*, Bd. 35, 2021.
- [19] G. Cerbe, B. Lendt, K. Brüggemann, M. Dehli, F. Gröschl, K. Heikrodt, T. Kleiber, J. Kuck, J. Mischner, T. Schmidt, A. Seemann und W. Thielen, Grundlagen der Gastechnik, 8., vollständig überarbeitete Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2017.
- [20] I. Gitzbrecht und M. Noack, „Roadmap Gas; Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen,“ 2020.
- [21] Becker Büttner Held PartGmbH; Becker Büttner Held Consulting AG, „Wärmewendestudie; Die Wärmewendestudie und ihre Auswirkungen auf die Gasverteilnetze.“
- [22] G. Müller-Syring, M. Henkel, A. Wehling und M. Weiße, „Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft,“ Bonn, 2015.
- [23] Umwelt Bundesamt, „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors,“ 2019.
- [24] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke und M. Wolke, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [25] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., „Kursbuch Energiewende; Ein Leitbild für 100% Erneuerbare Energie in Strom, Wärme und Mobilität,“ Berlin, 2016.
- [26] Gasunie, TenneT, „Infrastructure Outlook 2050A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the netherlands and Germany,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf. [Zugriff am 03. September 2021].
- [27] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Institute of Energy and Climate Research (IEK); IAEW at RWTH Aachen University, „Phase II — Pathways to 2050; A joint follow-up study by Gasunie and TenneT of the Infrastructure Outlook 2050“.
- [28] M. Witschel, „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung; Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen,“ 2019.
- [29] M. Jansen und C. Sager-Klauß, „Das gekoppelte Energiesystem; Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung,“ Tech. rep. 2017.
- [30] Institute for Automation of Complex Power Systems, E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.acs.eonerc.rwth-aachen.de/go/id/nyin>. [Zugriff am 20. Oktober 2021].
- [31] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/en/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/sectorplan-sektoreneuebergreifende>

- planungs-und-betriebsgrundsätze-für-energienetze.html. [Zugriff am 13. August 2021].
- [32] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppenetzstrukturen-und-netzplanung/einsatzkonzepte-für-die-power-to-gas-technologie-auf-verteilungsnetzebene.html>. [Zugriff am 13. August 2021].
- [33] Software Innovation Campus Paderborn, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sicp.de/projekte/flexienergy>. [Zugriff am 20. August 2021].
- [34] „Fachbereich Elektrotechnik/Informatik, Universität Kassel,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.uni-kassel.de/eecs/e2n/forschung/projekte>. [Zugriff am 12. August 2021].

CoupleIT!: Smart Integrated Grid – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes

Edgar Diego Gomez Anccas*[‡], Johannes Blanz[‡], Daniela Vorwerk, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*diego.gomez@hsu-hh.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt.

Kurzfassung – Die Zunahme des Anteils erneuerbarer und insbesondere fluktuierender erneuerbarer Energieanlagen in elektrischen Energiesystemen führt zu räumlichen und zeitlichen Diskrepanzen zwischen Versorgung und Verbrauch. Diese kann durch die gemeinsame Nutzung der Infrastrukturen und Energiespeicher unterschiedlicher Energiesektoren bewältigt werden, z. B. durch die Nutzung des Energieträgers Wasserstoff als ein stoffgebundenes und damit speicherbares Medium. Bei einem Überschuss an regenerativ erzeugtem Strom wird über Elektrolyse Wasserstoff gewonnen, der zwischengespeichert und bei Bedarf rückverstromt werden kann. Das Teilprojekt *Smart-Integrated-Grid* des Vorhabens *CoupleIT!* ist Teil des *Zentrums für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr* und beinhaltet die Errichtung sowie den Betrieb eines gekoppelten Systems aus einem elektrischen und einem Wasserstoffinselnnetz. Verbunden sind die beiden Netze über eine Reversibel-Digital-gekoppelte Brennstoffzellen/Elektrolyse-Doppelstranganlage, die bei Bedarf zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb schalten kann. Neben der Errichtung des Laboraufbaus wird eine der wesentlichen Herausforderungen des Projekts das technische Zusammenspiel aller Komponenten bei Einhaltung von Netzstabilitätskriterien und der Erfüllung auftretender Bedarfe der beiden Energieträger Elektrizität und Wasserstoff sein. Im praktischen Laboraufbau sollen wesentliche Fragestellungen zu Regelung, Steuerung, Netzführung und Dynamik gekoppelter Energiesysteme und des umschaltbaren Brennstoffzellen/Elektrolyse-Systems untersucht werden. Darüber hinaus soll durch die Entwicklung eines sogenannten *Digitalen Zwilling*s die Übertragbarkeit solcher Brennstoffzellen-Elektrolyseeinheiten auf weitere Anwendungsmöglichkeiten evaluiert werden.

Stichworte – *Sektorenkopplung, Multimodale Netze, Umschaltbare Brennstoffzellen/Elektrolyseure, Digitaler Zwilling*

NOMENKLATUR

AP	Arbeitspaket
BZ	Brennstoffzelle
DZ	Digitaler Zwilling
EES	Elektrische Energiesysteme
EL	Elektrolyseur
H ₂	Wasserstoff
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
InDiS	Intern Digital anSteuerbare

MPPT	Maximum Power Point Tracking
PCC	Point of Common Coupling
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PV	Photovoltaik
REDIBEL	Reversibel-Digital-Steuerbare Brennstoffzellen/Elektrolyse-Einheit
SmInT	Smart-InTegrated
UHH	Universität Hamburg
WI	Wirtschaftsinformatik
<i>D</i>	Einschaltdauer Leistungsschalter
<i>I_{PV}</i>	Photovoltaik-Ausgangsstrom
<i>θ</i>	Lastprofil
<i>P_{MA}</i>	Gleitender Mittelwert
<i>P_{net}</i>	Nettoleistung
<i>p_{sto}^{ch}</i>	Speicherladeleistung
<i>p_{sto}^{dc}</i>	Speicherentladeleistung
<i>V_{MPP}</i>	Spannung am maximalen Arbeitspunkt
<i>V_{PV}</i>	Photovoltaik-Ausgangsspannung

I. EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung des bestehenden Energiesystems erfordert den Wandel hin zu Versorgungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Die volatile Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen macht die Nutzung von Energiespeichern zu einer notwendigen Maßnahme zur Erhaltung der Stabilität und Versorgungssicherheit [1]. Darüber hinaus sind die Versorgungskapazitäten und Ausbaumöglichkeiten erneuerbarer Energieanlagen abhängig von ihrer geographischen Lage [2, 3]. Eine Lösung dieser zeitlichen und räumlichen Herausforderungen ist das Konzept der Sektorkopplung. Der Energieaustausch zwischen unterschiedlichen Energiesektoren und die gemeinsame Nutzung von Energiespeichern ermöglicht Flexibilitätssteigerungen im Betrieb der Teilspektoren [4]. Im Rahmen der *Nationalen Wasserstoffstrategie* der Bundesregierung nimmt Wasserstoff hierbei eine Schlüsselrolle als Energieträger ein [5].

Bidirektionale Energieflüsse zwischen den Gas- und Stromsektoren sind durch die Nutzung von Kopplungstechnologien zur strombasierten Wasserstoffgewinnung und deren Rückverstromung über Brennstoffzellen möglich. Da Gas- und Stromsysteme unterschiedliche Dynamiken aufweisen, erfordert die Kopplung dieser Energiesektoren eine flexible und kombinierte Steuerung der Energiesysteme mittels intelligenter Leitsysteme und Regelungsalgorithmen [6].

Im Rahmen des Teilprojekts *Smart-IntEgrated-Grid* (*SmInT-Grid*) wird ein gekoppeltes Energiesystem aus Strom- und Wasserstoffinseln errichtet. Die Teilsysteme sind über eine umschaltbare Doppelstranganlage, mit antiparallelem Brennstoffzellen- (BZ) und Elektrolyse-Betrieb (EL) als Reversibel-Digital-gekoppelte Brennstoffzellen/Elektrolyse-Einheit (*REDIBEL*), miteinander verbunden. Im Kapitel II wird die Projektstruktur innerhalb des Teilprojekts *SmInT-Grid* vorgestellt. Die Zielstellungen und Forschungsfragen werden in Kapitel III diskutiert. In Kapitel IV wird das methodische Vorgehen anhand von definierten Arbeitspaketen vorgestellt. In Kapitel V werden erste, im Rahmen des Projekts erarbeitete Ergebnisse aufgeführt. Abschließend werden in Kapitel VI eine Zusammenfassung und ein Ausblick auf bevorstehende Aufgaben gegeben.

II. AUFBAU DER GESAMT-PROJEKTSTRUKTUR: COUPLEIT!

Das Projekt *CoupleIT!* umfasst die zwei Teilprojekte *SmInT-Grid* und *InDiS-Zelle*. Das Teilprojekt *SmInT-Grid* befasst sich mit dem Entwurf und Aufbau eines gekoppelten Energiesystems, eines digitalen Leitsystems sowie der Abbildung des digitalen Zwillinges der gesamten Infrastruktur. Im Teilprojekt *InDiS-Zelle* wird an der Verbesserung der dynamischen Eigenschaften von BZ- und EL-Systemen durch interne digitale Steuerung ihrer Membranen geforscht.

1) Interdisziplinäre Zusammenarbeit

Die erfolgreiche Implementierung der Sektorkopplung wird nicht ausschließlich von technologischen Aspekten bestimmt. Energiewirtschaftliche Aspekte und gesellschaftliche Akzeptanz für die Umsetzung neuer Technologien müssen ebenfalls betrachtet werden [7, 8]. Durch die enge Einbindung von Professuren der Geistes- und Wirtschaftswissenschaften sowie der Integration energiewirtschaftlicher Aspekte kann ein erweitertes Verständnis für gekoppelte Energiesysteme gewonnen werden. Der Einsatz von digitalen Zwillingen, umfangreicher digitaler Infrastruktur sowie einer digitalen Leitwarte erfordert eine Bewertung der Systeme im Forschungsgebiet der IT-Sicherheit. An der Bearbeitung des interdisziplinären Teilprojekts *SmInT-Grid* sind somit die folgenden Professuren beteiligt:

- Elektrische Energiesysteme (EES) HSU,
- Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftsinformatik (WI) HSU,
- Informatik im Maschinenbau HSU,
- Allg. und Biologische Psychologie HSU,
- IT-Security and Security Management UHH.

III. ZIELSTELLUNGEN UND FORSCHUNGSFRAGEN

Im Zuge des Projekts *IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolyse-technologie für mobile und stationäre Anwendungen* soll ein gekoppeltes Energiesystem bestehend aus einem Wasserstoff- und Strominselnerrichtet werden. Die beiden Netze werden über ein steuerbares *REDIBEL*-System miteinander verbunden, um regelbare bidirektionale Energieflüsse zu ermöglichen (vgl. ABBILDUNG 1). Die Energieversorgung innerhalb der Inselnetze wird auf Basis erneuerbarer Energien und durch Energiespeicher gewährleistet. Ein zentraler Teil des Projekts ist daher die Implementierung einer digitalen Regelung der *REDIBEL*, sowie der Energieversorger und -speicher in beiden Teilsystemen. Bei der Entwicklung der Regelung werden die transienten Vorgänge beim Umschalten des *REDIBEL*-Systems und die unterschiedlichen Dynamiken der Teilsysteme berücksichtigt. Die Implementierung erfolgt über eine digitale Leitwarte, die momentane Messwerte und Zustandsschätzungen erfasst. Dadurch können Anpassungen an der Regelungsstrategie und die Überwachung des Systemzustandes digital erfolgen. Zudem soll parallel zum physischen Laboraufbau des gekoppelten Energiesystems und der Implementierung der netzübergreifenden Regelung ein digitaler Zwilling des gekoppelten Energiesystems modelliert werden. Anhand des digitalen Zwillinges kann die Anbindung an weitere Netzkonfigurationen untersucht werden, um damit Erkenntnisse für Einsatzmöglichkeiten des *SmInT-Grids* auf weitere stationäre oder mobile Anwendungen zu sammeln. Die virtuelle und physische Kombination der Ergebnisse aus den Teilprojekten *SmInT-Grid* und *InDiS-Zelle* ist als Meilenstein des Gesamtprojekts definiert und erlaubt eine Evaluation der Funktionsfähigkeit der elektrisch steuerbaren Membranen innerhalb einer Doppelstranganlage mit antiparallelem BZ- und EL-Betrieb, was den heutigen Stand der Technik übersteigt.

Im Rahmen des Projekts soll die Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses in Form von Dissertationsthemen erfolgen, die sich einerseits der Digitalisierung des Aufbaus und andererseits praktischen Versuchen und Messungen im realen System widmen. Die Messungen werden zur Validierung des digitalen Zwillinges genutzt. Dabei sollen im Teilprojekt *SmInT-Grid* folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

- Wie kann die notwendige Qualität der Energieträger gewährleistet werden (z. B. Spannungsqualität, Gasqualität, Druckhaltung)? Welche zusätzlichen Komponenten sind ggf. notwendig?
- Welche Risiken, Störungen, Gefahren gibt es und wie kann das Netz dagegen geschützt werden? Wie können Betriebssicherheit und Netzschutz gewährleistet werden?
- Nach welchen mathematischen Ansätzen und Methodiken können optimale Betriebsalgorithmen generiert werden, die die unterschiedlichen physikalischen Verhaltensweisen der Energieträger berücksichtigen (stationär und transient)?

- Wie verhalten sich die Netze (Strom und Wasserstoff (H₂)) bei abrupten Lastschwankungen (z. B. Betankung von Wasserstofffahrzeugen oder elektrischen Lastzuschaltungen)?
- Wie verhalten sich die Netze (Strom oder H₂) bei unterschiedlichen Anfahrsgeschwindigkeiten der REDIBEL?

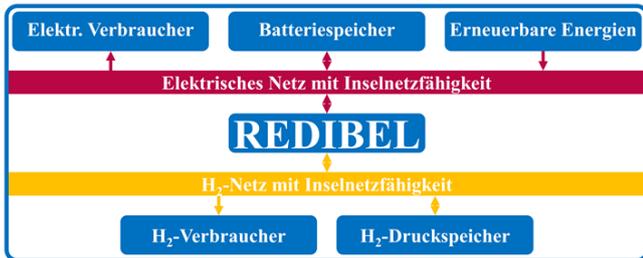


ABBILDUNG 1: GESAMTSTRUKTUR DES SMINT-GRIDS.

IV. METHODISCHES VORGEHEN

Im Folgenden werden das methodische Vorgehen anhand der im Teilprojekt *SmInt-Grid* vorgesehenen Arbeitspakete sowie die dazu definierten Meilensteine vorgestellt.

A. Arbeitspakete

1) AP 1.1: Komponentenauswahl und Systemerrichtung

Im Rahmen des ersten Arbeitspakets soll der physische Laboraufbau für das *SmInt-Grid* realisiert werden. Dazu ist zunächst die Erarbeitung eines Konzeptes zur Gesamtarchitektur mit der Integration und Dimensionierung aller Einzelkomponenten des Systems notwendig. Dazu zählen auf elektrischer Seite die programmierbaren Lasten, emulierte elektrische Energieversorger, Batteriespeicher und die Leistungselektronik sowie, auf Seite des Gasnetzes, der Wasserstoffspeicher, die Verbraucher und das Rohrleitungsnetz. Anhand der Systemdaten beider Netze wird die Leistungsklasse der REDIBEL des Energiesystems bestimmt und die entsprechende Leistungselektronik ausgelegt. Auf Basis der erstellten Gesamtarchitektur und der sich daraus ergebenden Anforderungen an entsprechende Geräte, für z. B. Lasten, Gleichspannungsmodule für die Emulation von Photovoltaikzellen (PV) und den Batteriespeicher, werden geeignete Geräte ausgewählt und beschafft. Darüber hinaus soll auch die entsprechende Messtechnik zur Erfassung von Zustandsgrößen im elektrischen und Wasserstoffsystem sowie der REDIBEL ausgewählt und beschafft werden. Für die zu emulierenden Verbraucher und regenerativen Erzeuger werden entsprechende erzeugungs- bzw. bedarfsgerechte Kennlinien programmiert und durch geeignete Schnittstellen für die Laborgeräte anwendbar gemacht, um im Energiesystem verschiedene Szenarien, Verbrauchssektoren und Strukturen abbilden zu können. Die physische Verbindung aller Einzelkomponenten entspricht der Fertigstellung des Gesamtlaboraufbaus und der Erreichung des ersten Meilensteins M 1.1. Durch geeignete Schnittstellen sollte auch die optionale Installation weiterer Messtechnik möglich bleiben. Die Erstellung einer ausführlichen technischen Dokumentation des Laboraufbaus komplettiert das erste Arbeitspaket.

2) AP 1.2: Regelung und Kommunikation

Das AP 1.2 lässt sich in zwei technische Teilarbeitspakete unterteilen, die sich mit der Entwicklung einer technisch stabilen Regelung des *SmInt-Grids* befassen. AP 1.2 a) wird dabei von der Professur für Elektrische Energiesysteme bearbeitet, während AP 1.2 b) der Professur für Informatik im Maschinenbau zugeordnet ist.

a) AP 1.2 a) Herstellung der Regelfähigkeit des Systems

Durch die Entwicklung einer hierarchisch optimal abgestimmten sowie unter Laständerungen stabilen Regelung soll der sichere und zuverlässige Betrieb des Energiesystems, unter Einhaltung aller Leistungsbilanzen, gewährleistet werden. Dazu werden zunächst bestehende Regelstandards in elektrischen Verteilnetzen sowie in Gasnetzen recherchiert und analysiert. Für die jeweiligen Systemkomponenten und Netze ergeben sich durch die Dimensionierung bestimmte Rand- und Betriebsbedingungen, welche ermittelt und entsprechend in der Regelung berücksichtigt werden müssen. Schließlich werden Regelungskriterien für die Systemkonfiguration erarbeitet, dazu notwendige Inputparameter identifiziert und entsprechend notwendige Komponenten (Hard- und Software für die Kommunikation) ausgewählt und beschafft. Die Entwicklung und Erprobung von Betriebsregelalgorithmen werden dabei zunächst in der modellhaften Umgebung von AP 1.5 implementiert. Im realen System werden anschließend die Kommunikationswege zwischen den jeweiligen Messstellen und der Regelung hergestellt und so die Schnittstellen für die virtuelle Leitwarte generiert. Im Anschluss wird die Funktionsfähigkeit der Algorithmen sowie der Kommunikation in der virtuellen Leitwarte erprobt, evaluiert und ggf. modifiziert.

3) AP 1.3: Systemerprobung

Zur Erprobung des Systems werden zunächst kritische Betriebsparameter auf Basis von Kenntnissen über die Randbedingungen der Komponenten sowie der Regelung aus AP 1.2 identifiziert. Daraufhin werden Sicherheitskonzepte entwickelt und Abschaltbedingungen formuliert. Dafür können die Beschaffung und Installation weiterer Komponenten, z. B. speicherprogrammierbare Steuerungen erfolgen. Anhand von ausführlichen Testphasen sollen verschiedenste, zunächst als unkritisch einzustufende Betriebspunkte des Systems durchlaufen werden. Anschließend werden kritisch zu bewertende und stark variierende Betriebsbereiche erprobt und dabei die Reaktion der Regelung bzw. des Systems beobachtet und analysiert, wodurch die Notwendigkeit einer Anpassung der Regelung identifiziert werden kann. Durch Evaluation und Modifizierung des Systems in dieser Testphase sollen dessen Sicherheit und Stabilität auch für kritische, unvorhersehbare Betriebsszenarien gewährleistet werden. Anpassungen und Betriebsempfehlungen werden in der technischen Dokumentation festgehalten. Nach eingehender Testphase im Rahmen dieses Arbeitspakets wird das System ebenfalls auf Schwarzstartfähigkeit geprüft. Darüber hinaus können durch Messungen beim Betrieb mit gleichen Eingangsparametern und deren Anwendung in verschiedenen Jahreszeiten klimatische Einflüsse auf die REDIBEL und den Netzbetrieb untersucht werden.

4) AP 1.4: Transientes und dynamisches Verhalten

In der weiteren Bearbeitung des Teilprojekts soll das transiente und dynamische Netzverhalten im realen, gekoppelten System des *SmInt-Grids* gemessen und analysiert werden.

Dazu werden zunächst gängige mathematische Methoden und Algorithmen zur transienten und dynamischen Netzberechnung für elektrische und Wasserstoff-Netze recherchiert. Anschließend werden verschiedene Betriebsszenarien (z. B. für verschiedene Erzeuger und Verbraucherstrukturen) definiert und im System angefahren. Dabei werden jeweils Messungen für transiente Vorgänge im Netz, z. B. Lastzuschaltungen, an der REDIBEL durchgeführt sowie folglich auch die Reaktion der Inselnetze auf Schaltvorgänge an der REDIBEL beobachtet und ausgewertet. Die Messungen können mit Ergebnissen aus simulativen Netzberechnungstools verglichen werden.

Die Netzberechnung im virtuellen Systemmodell des *SmlnT-Grids* aus AP 1.5 kann durch die Messergebnisse modifiziert werden. Messungen, die die Charakteristik der REDIBEL betreffen, dienen direkt als Eingangsgrößen für AP 1.5, die Entwicklung eines digitalen Zwillings.

5) *Arbeitspaket 1.5: Entwicklung des digitalen Zwillings*

Das AP 1.5 zur Entwicklung des digitalen Zwillings wird in zwei technische Arbeitspakete, AP 1.5 a) der Professur für Elektrische Energiesysteme und AP 1.5 b) der Professur für Informatik im Maschinenbau, gegliedert.

Dabei fokussiert sich AP 1.5 a) auf die Entwicklung eines digitalen Systemmodells zunächst auf Basis standardisierter Netz- und Komponentenmodelle, die anhand praktischer Messergebnisse im realen System aus AP 1.3 und 1.4 modifiziert und angepasst werden. In AP 1.5 b) wird ein prognosefähiger digitaler Zwilling auf Basis neuronaler Netzansätze mit der in AP 1.2 b) generierten Datenbank erarbeitet. Bei der Erarbeitung des digitalen Zwillings steht das Institut für IT Security der Universität Hamburg als Partner zur Verfügung. Der digitale, zunächst rein technische, Zwilling wird durch die zusätzlichen energiewirtschaftlichen und ökonomischen Faktoren durch Mitwirkung der Professur für Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftsinformatik ergänzt.

a) *AP 1.5 a) Entwicklung des digitalen Systemmodells*

Neben dem physischen Labornetaufbau soll das *SmlnT-Grid*, insbesondere die REDIBEL, einen digitalen Zwilling erhalten, der sich äquivalent zum realen System verhält und daher innerhalb von Simulationsmodellen für verschiedenste Konfigurationen universell einsetzbar ist. In einem ersten Schritt werden dazu eine geeignete Software und Simulationsumgebung für die Modelldarstellung der Komponenten ausgewählt. Darin wird anschließend das Gesamtmodell aus einzelnen Komponentenmodellen simulativ erarbeitet. Hierbei wird zunächst ein Standardmodell für die REDIBEL verwendet, um anhand einer bekannten Charakteristik für Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme die Regelungsalgorithmen zu entwickeln und simulativ zu erproben. Dieser Regelalgorithmus wird erst nach einer erfolgreichen Evaluationsphase im virtuellen Simulationsmodell in den realen Laboraufbau (s. AP 1.2 und AP 1.5) implementiert. Anhand der Testphasen aus AP 1.3 und der Messungen des transienten Verhaltens in AP 1.4 kann die Charakteristik des Systems im Modell auf Basis gewonnener Erkenntnisse modifiziert werden. Die realen Messergebnisse aus AP 1.4, die die REDIBEL betreffen, fließen somit unmittelbar in die Entwicklung des digitalen Zwillings ein. Zur kontinuierlichen Anpassung des Simulationsmodells an das reale System werden daher stationäre, dynamische und transiente Testphasen

entsprechend der Betriebsszenarien gleichermaßen im realen (AP 1.3 und AP 1.4) wie im virtuellen System (AP 1.5) umgesetzt. Stetige Vergleiche und Evaluation der Mess- und Simulationsergebnisse haben die Kongruenz im Betriebsverhalten von realem System und Simulation sowie einen validierten digitalen Zwilling der REDIBEL als Zielstellung.

6) *AP 1.6: Übertragbarkeits-/Nachnutzbarkeitsstudie*

Da in diesem Projekt ein fest definierter Aufbau an Netz- und Komponenteninfrastruktur vorliegt, soll drauf aufbauend ein evaluierter und validierter digitaler Zwilling aus AP 1.5 einer Übertragbarkeitsstudie dienen, um die Eignung reversibler Kopplungssysteme für unterschiedliche Netzkonfigurationen und verschiedenste, auch mobile, Anwendungen zu untersuchen. Dazu wird zunächst eine mathematische Sensitivitätsanalyse der Betriebsparameter durchgeführt. Schließlich werden Kenngrößen identifiziert, welche die Übertragbarkeit von Betriebsparametern auf andere Netzstrukturen zulassen. Im Simulationsmodell werden verschiedene Testläufe mit erweiterten, reduzierten oder veränderten Netz-, Verbraucher- oder Erzeugerstrukturen für stationäre und mobile Anwendungen durchgeführt und evaluiert. Aus der Zusammenführung der Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse und zahlreichen Tests werden Übertragbarkeitsempfehlungen ausgearbeitet. Diese dienen insbesondere der Nachnutzbarkeit des Projekts.

B. *Meilensteine*

Anhand des zuvor beschriebenen Vorgehens zur Bearbeitung des Projekts sind Meilensteine formuliert worden. Diese dienen dazu, den Projekterfolg schon stetig während der Projektlaufzeit einschätzen zu können. Die im Teilprojekt *SmlnT-Grid* vorgesehenen Meilensteine stellen im Wesentlichen den Abschluss relevanter Teilarbeitsschritte dar. Ein Überblick über formulierte Meilensteine sowie die zugehörigen Arbeitspakete und beteiligten Institute ist in TABELLE I gegeben.

TABELLE I: ÜBERSICHT ÜBER DIE ARBEITSPAKETE UND MEILENSTEINE IM TEILPROJEKT SMINT-GRID.

<i>Meilenstein</i>	<i>Arbeitspaket</i>	<i>Beteiligte Professur</i>
M 1.1 Funktionstüchtige und verbundene Einzelkomponenten	1.1	EES
M 1.2 Funktionierende Systemregelung und Leitwarte mit Dokumentation	1.2, 1.5	EES Maschinenbau u. Informatik IT-Security WI
M 1.3 Regelbare und sichere Systemarchitektur mit Dokumentation und Betriebshandbüchern	1.1, 1.2, 1.3	EES Maschinenbau u. Informatik IT-Security WI
M 1.4 Zum realen System äquivalenter digitaler Zwilling	1.4, 1.5	EES Maschinenbau u. Informatik IT-Security WI
M 1.5 Übertragbarkeits- und Nachnutzbarkeitshandbuch	1.6	EES

V. BEARBEITUNGSANSÄTZE

Im folgenden Kapitel werden die Ansätze zur Erreichung der in TABELLE I aufgeführten Meilensteine vorgestellt. Dazu gehören die Planung des Laboraufbaus, Teilsimulationen des gekoppelten Energiesystems und Ansätze zur Regelungsstrategie.

A. Laborentwurf

Der physische Laboraufbau des *SmInT-Grids* setzt sich aus den drei Hauptkomponenten Wasserstoff-, Strominselnetz und REDIBEL-System zusammen. Die Wahl zugehöriger Komponenten und deren Parametrisierung werden in diesem Abschnitt aufgeführt.

1) Elektrisches Inselnetz

Das elektrische Netz ist als hybrides Gleich- und Wechselstromnetz ausgelegt. Die Gleichstromebene beinhaltet eine durch DC-Module emulierte 10 kW PV-Anlage, eine 10 kWh Lithium-Ionen-Batterie und den Anschluss zum REDIBEL-System. Die Wechselstromebene ist durch die Nennspannung von 400 V und die Netzfrequenz von 50 Hz gekennzeichnet. Zu dieser Ebene gehört eine programmierbare dreiphasige elektronische Last, die sowohl symmetrische als auch unsymmetrische Belastungen und Betriebspunkte zulässt. Zusätzlich kann über einen Schalter der Anschluss zu einem emulierten Verbundnetz erfolgen, sodass zwischen den Betriebsmodi Insel- und Netzbetrieb gewählt werden kann. Die Gleichstrom- und Wechselstromebene sind über Leistungselektronik miteinander verbunden.

2) Kopplung zum Wasserstoffnetz über REDIBEL

Die REDIBEL-Technologie, bei der zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb umgeschaltet werden kann, erlaubt einen bidirektionalen Leistungsaustausch zwischen den Teilsystemen. Sie schafft eine Verbindung zwischen den beiden Teilnetzen und koppelt somit Systeme von Energieträgern mit unterschiedlichen physikalischen Randbedingungen und Zeitkonstanten. Durch den Einsatz einer Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEM-BZ) und eines PEM-EL werden Anforderungen an den Betrieb der Doppelstranganlage wie schnellstmögliche Verfügbarkeit, hohe Leistungsfähigkeit und gute dynamische Eigenschaften in Bezug auf Lastschwankungen abgedeckt. Das Wasserstoffinselnetz setzt sich aus einem Druckspeicher und einem Verbraucher zusammen. Die Übersicht der beiden Teilsysteme mit REDIBEL und Leitwarte ist in ABBILDUNG 2 zu sehen. Die voraussichtlichen Laborparameter sind in TABELLE II aufgeführt.

TABELLE II: TECHNISCHE PARAMETER DER KOMONENTEN SMINT-GRID.

Elektrisches Inselnetz	Nennleistung / Kapazität
AC-Last	25 kW
PV-Anlage	10 kW
Lithium-Ionen-Batterie	10 kWh
H ₂ -Inselnetz	
H ₂ -Speicher	120 kWh
Verbraucher	3,6 kW

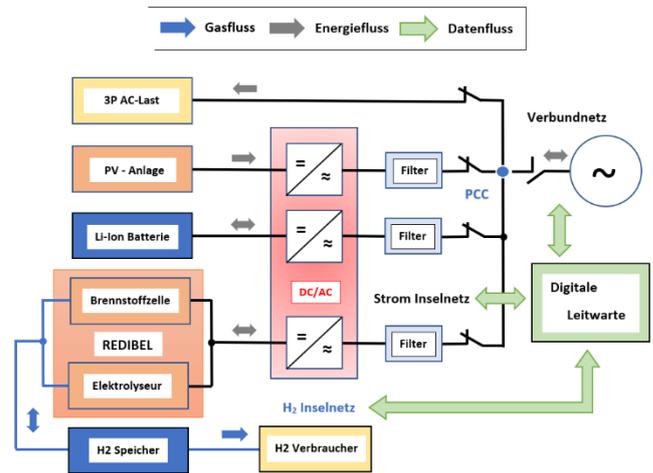


ABBILDUNG 2: STRUKTUR BEIDER TEILNETZE DES SMINT-GRIDS MIT REDIBEL UND LEITWARTE.

B. Regelungsstrategie im elektrischen Netz

Zur Erhaltung der Stabilität und Versorgungssicherheit innerhalb des elektrischen Inselnetzes wird eine Regelungsstrategie nach [9] als Ansatz gewählt. Anhand des Ansatzes werden folgende Anforderungen an eine Regelungsstrategie in einem elektrischen Inselnetz gestellt:

1. Regelung transienter Vorgänge, wie Lastsprünge oder Wechsel zwischen Insel- und Netzbetrieb,
2. Glättung der volatilen PV-Einspeisung und
3. Verbesserung des Lastprofils durch die Minimierung des Abstands zwischen maximaler und minimaler Last.

Die Nummerierung beschreibt die Priorität, die sich aus dem Zeitraum ergibt, an dem die Regelungsanforderungen bestehen. Die erste Anforderung ist ein Kurzzeit-Phänomen und wird über das schnelle Laden oder Entladen der Energiespeicher geregelt. Aufgrund der besseren Dynamik der Batterie gegenüber dem REDIBEL-System wird sie für diese Anforderung eingesetzt. Die Glättung der volatilen PV-Einspeisung wird über den gleitenden Mittelwert nach

$$P_{MA}(n) = \frac{\sum_{i=1}^k P_{PV}(n-i+1)}{k}, (k \leq n) \quad (1)$$

durchgeführt. Wobei k das Betrachtungsintervall und $P_{PV}(n)$ die momentane PV-Einspeisung sind. Zur Verbesserung des Lastprofils wird anhand einer Tagesprognose ein stündlicher Lade- und Entladeplan der Energiespeicher ermittelt. Dabei soll die Differenz zwischen maximaler und minimaler Last minimiert werden. Das Optimierungsproblem kann nach [10] durch die Minimierung der H_∞ -Norm ausgedrückt werden:

$$\min_{P_{sto}^{ch}(t), P_{sto}^{dc}(t), \theta} \|P_{sto}^{ch}(t) - P_{sto}^{dc}(t) + P_{net}(t) - \theta\|_\infty \quad (2)$$

Wobei $P_{sto}^{ch}(t)$ und $P_{sto}^{dc}(t)$ jeweils der stündlichen Ladung und Entladung des Speichers, $P_{net}(t)$ der Differenz aus PV-Einspeisung und Lastprognose und θ dem gewünschten Lastprofil entsprechen.

C. Simulation einer PV-Anlage mit MPPT Regelung

Die in ABBILDUNG 3 dargestellte PV-Anlage mit Hochsetzsteller (Boost Converter) und einer Regelung zum Maximum-Powerpoint-Tracking (MPPT) wird in Matlab/Simulink und der darin enthaltenen Simscape Bibliothek implementiert. In der Simulation wird die maximale Ausgangsleistung des PV-Moduls anhand der im Labor zur Verfügung stehenden DC-Module mit einem Wert von 10 kW gewählt. Die erzeugten Werte von Strom und Spannung innerhalb der Silizium-Zellen hängen jedoch stark von tagesbedingten Wettereinflüssen wie Einstrahlung, Verschattung und Temperatur ab [11]. Die maximale Leistung, die unter den gerade beschriebenen Parametern erreicht werden kann, wird auch als Maximum Powerpoint (MPP) oder Arbeitspunkt maximaler Leistung bezeichnet. Diesen maximalen Arbeitspunkt gilt es, durch den Hochsetzsteller zu halten und bei Bedarf dynamisch zu regeln. Die im folgenden aufgeführten MPPT-Algorithmen kommen dabei in vielen Applikationen zur Anwendung [12, 13]:

- Störung und Beobachtung,
- Inkrementeller Übergangswert und
- Fraktionale Leerlaufspannung.

Der in dieser Simulation verwendete Algorithmus ist vom Typ des inkrementellen Übergangswerts [13]. Dieser wird anhand der Anforderung an eine gute Dynamik bei Änderungen der Einstrahlung sowie der stabilen Führung der Leistung im Arbeitspunkt bei veränderlichen Temperaturen ausgewählt. Dabei kann die Beziehung zwischen erzeugter Leistung im Arbeitspunkt durch Strom und Spannung wie folgt ausgedrückt werden:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (3)$$

Im MPP gilt:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (4)$$

Die Werte für den inkrementellen Übergangswert ergeben sich aus den folgenden Beziehungen:

$$dI = I(t) - I(t - 1) \quad (5)$$

und

$$dV = V(t) - V(t - 1) \quad (6)$$

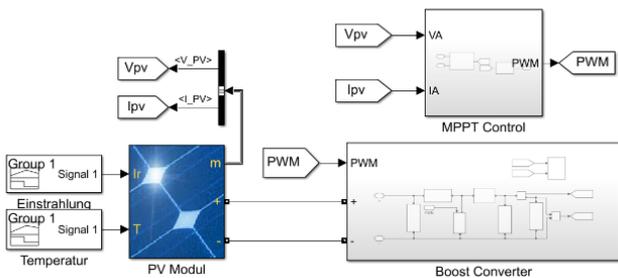


ABBILDUNG 3: PV-MODUL MIT HOCHSETZSTELLER UND MPPT.

Für den Abgleich des jeweiligen Arbeitspunktes maximaler Leistung gelten dabei folgende drei Steuergleichungen für die Spannung:

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (V = V_{mpp}) \quad (7)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (V < V_{mpp}) \quad (8)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (V > V_{mpp}). \quad (9)$$

Das in ABBILDUNG 4 dargestellte Flussdiagramm erläutert die Funktionsweise des verwendeten MPPT-Algorithmus. Hierbei werden als erstes die aktuellen Strom- und Spannungswerte eingelesen. Diese werden mit den vorherigen Werten verglichen und in einer Schleife so lange nachgeregelt, bis der MPP erreicht wird.

Die Steuervariable des Hochsetzstellers wird durch den Algorithmus gesteuert und ist mit der Einschaltdauer D des Transistors gekennzeichnet. Dabei wird die Einschaltdauer D aus dem Verhältnis zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung des Hochsetzstellers bestimmt. Die Werte, die hierbei für D verwendet werden, liegen in einem Bereich zwischen 0 und 1. In Abhängigkeit der Differenz zwischen dem augenblicklichen und dem inkrementellen Leitwert wird die Einschaltdauer entweder vergrößert oder verringert. Dabei ist auch entscheidend, mit welcher Genauigkeit das Einschaltverhältnis bestimmt werden kann. Die differentielle Einschaltdauer dD wird hierzu bei jedem notwendigen Schleifendurchlauf zur Erreichung des MPP dem vorgegangenen Wert entweder hinzuaddiert oder von diesem subtrahiert.

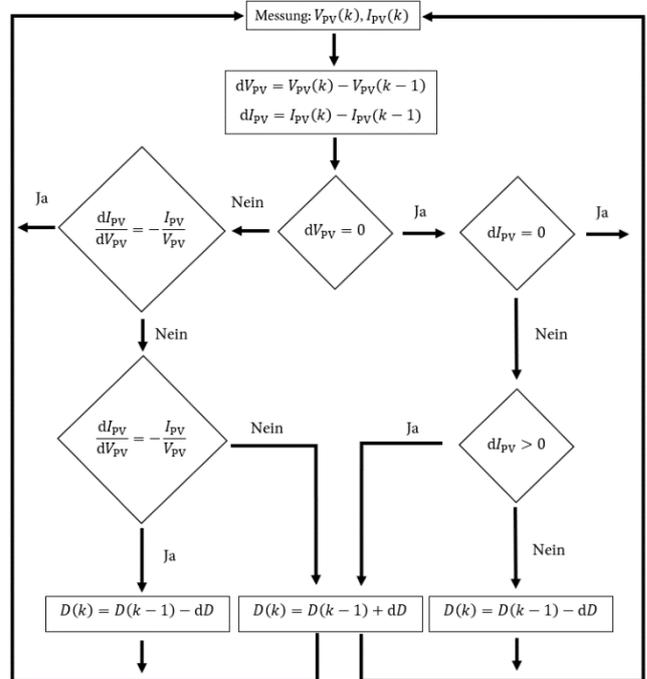


ABBILDUNG 4: FLUSSDIAGRAMM DES MPPT-ALGORITHMUS ZUR LEISTUNGSEINSPEISUNG AUS PHOTOVOLTAIK.

VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Ziel des Teilprojekts *SmlnT-Grid* ist die Untersuchung digital gesteuerter und gekoppelter Energiesysteme. Dazu wird ein Laboraufbau eines gekoppelten Energiesystems aus einem Wasserstoff- und einem Elektrizitätssystem errichtet. Die Kopplung der Systeme erfolgt über ein *REDIBEL*-System. Zur Regelung der Komponenten innerhalb der Teilsysteme wird eine digitale Leitwarte eingesetzt, die Messwerte in Echtzeit abrufen. Zusätzlich soll ein Simulationsmodell des Laboraufbaus für Übertragbarkeitsstudien realisiert werden. Im Rahmen des Projekts ist die Dimensionierung des elektrischen Netzes bereits abgeschlossen. Ein erster Ansatz für die Regelstrategie im elektrischen Netz ist ausgewählt. Zusätzlich sind erste Simulationen des elektrischen Netzes auf Gleichstromebene erfolgt. Die in TABELLE I definierten Meilensteine ergeben folgende anstehende Aufgaben:

- Dimensionierung von Wasserstoffnetz und REDIBEL-System; Aufbau und Kopplung der Teilsysteme (M.1.1)
- Erweiterung der vorgestellten Regelungsstrategie; Entwicklung einer digitalen Leitwarte zur Erfassung der Messdaten (M.1.2)
- Dokumentation der Regelung und Erstellung eines Betriebshandbuchs (M.1.3)
- Erweiterung der Simulationen des elektrischen Netzes um die Wechselstromebene; Modellierung des Wasserstoffnetzes und des REDIBEL-Systems anhand der ThermoLib Library (M.1.4)
- Durchführung von Übertragbarkeitsstudien.

VII. DANKSAGUNG

Das Projekt CoupleIT! ist Teil der Förderinitiative „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (dtec.bw). Weiter gilt unser Dank den wissenschaftlichen Partnern in Forschung und Industrie, die an der Realisierung der Projektziele mitwirken werden.

LITERATUR

- [1] M. D. Leonard, E. E. Michaelides und D. N. Michaelides, „Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables“, *Renewable Energy*, Jg. 145, S. 951–962, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.066.
- [2] J. Drücke *et al.*, „Climatological analysis of solar and wind energy in Germany using the Grosswetterlagen classification“, *Renewable Energy*, Jg. 164, S. 1254–1266, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.10.102.
- [3] F. Masurowski, M. Drechsler und K. Frank, „A spatially explicit assessment of the wind energy potential in response to an increased distance between wind turbines and settlements in Germany“, *Energy Policy*, Jg. 97, S. 343–350, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.07.021.
- [4] G. Fridgen, R. Keller, M.-F. Kömer und M. Schöpf, „A holistic view on sector coupling“, *Energy Policy*, Jg. 147, S. 111913, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111913.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf> [Zugriff am 3.10.2021]
- [6] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*, 2019, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/standardisierungsstrategie.pdf> [Zugriff am 03.10.2021]

- [7] Acatech, *Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende*, 2017, <https://www.acatech.de/publikation/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende/> [Zugriff am 03.10.2021]
- [8] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger und M. Klobasa, *Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen*, 2017, <https://www.econstor.eu/handle/10419/175374> [Zugriff am 03.10.2021].
- [9] T. T. Ku und C. S. Li, „Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid with High PV Penetration“ in *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Las Vegas, NV, USA, 2020, S. 1–8, doi: 10.1109/ICPS48389.2020.9176762.
- [10] Y. Zhang, A. Melin, M. Olama, S. Djouadi, J. Dong und K. Tomovic, „Battery energy storage scheduling for optimal load variance minimization“ in *2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington DC, DC, USA, 2018, S. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2018.8403324.
- [11] A. Singla, K. Singh und V. K. Yadav, „Environmental effects on performance of solar photovoltaic module“ in *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*, Bangalore, 2016, S. 1–6, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516480.
- [12] A. F. Murtaza, H. A. Sher, M. Chiaberge, D. Boero, M. de Giuseppe und K. E. Addoweesh, „Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for PV applications“ in *2013 16th International Multi Topic Conference (INMIC)*, Lahore, Pakistan, 2013, S. 83–88, doi: 10.1109/INMIC.2013.6731329.
- [13] K. H. Hussein, „Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions“, *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, Jg. 142, Nr. 1, S. 59, 1995, doi: 10.1049/ip-gtd:19951577.

Nutzung von Wasserstoff zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraft

Marc Schumann*, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*marc.schumann@hsu-hh.de

Kurzfassung – Die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff kann zukünftig einen großen Beitrag für eine dekarbonisierte Energieversorgung leisten. Dabei wird schon heute Wasserstoff z. B. über Brennstoffzellen in verschiedenen Anwendungen zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraft eingesetzt. Brennstoffzellen substituieren somit bereits jetzt konventionelle Energiewandler sowohl in stationären als auch in mobilen Anwendungen. Für eine breitere Einführung von Brennstoffzellen sind noch Verbesserungen in wesentlichen Punkten, wie eine Kostenreduzierung und die Erhöhung der Lebensdauer und der Leistungsdichte, notwendig. Derartige Verbesserungen erfordern eine gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung. Für die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen wurden für die speziellen Verwendungsfälle bereits entsprechende Entwicklungsziele definiert, um einer marktrelevanten Einführung näherzukommen. Darüber hinaus bestehen auch Hemmnisse bei der breiten Markteinführung durch die bestehenden Gesetze und Richtlinien sowie der noch fehlenden Wasserstoffinfrastruktur, die im Wesentlichen über eine politische Steuerung positiv beeinflusst werden können.

Stichworte – Norddeutschland, Brennstoffzellentechnologien, Projekte, Forschungsfelder, Potentiale

NOMENKLATUR

AFC	Alkaline Fuel Cell (engl. für Alkalische Brennstoffzelle)
BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (engl. für Schmelzkarbonatbrennstoffzelle)
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (engl. für Phosphorsäurebrennstoffzelle)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (engl. für Protonenaustauschmembranbrennstoffzelle bzw. Polymerelektrolytbrennstoffzelle)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (engl. für Festoxidbrennstoffzelle)

I. EINLEITUNG

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien über den Stromsektor hinaus in den Sektoren Wärme und Mobilität, kann durch die Kopplung der Versorgungsstrukturen erreicht werden. Wasserstoff als gut speicher- und transportierbares Medium eignet sich hervorragend für diese Rolle. Erneuerbarer Wasserstoff aus dem Elektrolyseprozess kann nicht nur industriell genutzt werden. Seine energetische Verwendung erlaubt die Integration eines erneuerbar produzierten Überschusses in die weiteren Verbrauchssektoren. Darüber hinaus eignet sich Wasserstoff für die Speicherung und spätere Rückverstromung elektrischer Energie. Für diesen Zweck ist die Brennstoffzellentechnologie hervorragend geeignet. Mittels dieser kann Wasserstoff zu einem beliebigen Zeitpunkt in elektrische Energie zurückgewandelt werden. Zudem werden Brennstoffzellen auch zur Erzeugung thermischer Energie genutzt. In den folgenden Abschnitten wird die Brennstoffzellentechnologie eingeführt und aktuelle Projekte in Norddeutschland vorgestellt. Anschließend werden die Chancen, Hemmnisse und Risiken präsentiert sowie zukünftige Entwicklungen und Optimierungspotentiale von Brennstoffzellen aufgezeigt.

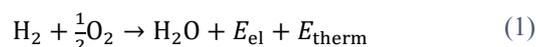
II. AKTUELLER STAND, TECHNOLOGIEN, WIRKUNGSGRAD

Im Folgenden wird die Brennstoffzelle als Technologie zur energetischen Nutzung von Wasserstoff eingeführt, der Aufbau und das Funktionsprinzip beschrieben, der aktuelle Stand der Technologie präsentiert und Anwendungsbereiche angegeben. Anschließend werden einige bereits realisierte und sich aktuell in der Umsetzung befindliche Projekte in Norddeutschland aufgeführt.

A. Brennstoffzellentechnologie

1) Aufbau und Funktionsprinzip

Die Brennstoffzellentechnologie wandelt zumeist Wasserstoff und Sauerstoff nach Gleichung (1) in Wasser, elektrische Energie E_{el} und thermische Energie E_{therm} um:



Klassischerweise werden in einer Brennstoffzelle die Gase an zwei verschiedenen Elektroden, die Anode und die Kathode, herangeführt, welche durch einen gasundurchlässigen und elektrisch isolierenden Elektrolyten voneinander getrennt sind. Über Bipolarplatten mit Strömungsfeld werden die Gase über die Fläche der Brennstoffzelle verteilt. Anschließend durchströmen sie

Gasdiffusionslage und Katalysatorschicht und erreichen den Reaktionsraum an der Membran. Gasdiffusionslage und Katalysatorschicht bilden zusammen die Elektrode. Welche internen Reaktionen an den Elektroden ablaufen und auf welchem Temperaturniveau die thermische Energie bereitgestellt wird, hängt von der verwendeten Art der Brennstoffzelle ab. ABBILDUNG 1 zeigt die typischen Brennstoffzellen auf und klassifiziert diese einerseits nach dem verwendeten Elektrolyten, andererseits nach dem vorherrschenden Temperaturniveau [1].

Die unterschiedlichen Brennstoffzellentechnologien unterscheiden sich aufgrund des verwendeten Elektrolyten und Temperaturniveaus, aber auch aufgrund unterschiedlicher Forschungsschwerpunkte, in einigen technischen Merkmalen. In TABELLE I sind die wesentlichen Merkmale und typische Anwendungsbereiche zusammengefasst.

TABELLE I: ÜBERSICHT ÜBER TECHNISCHE MERKMALE UND ANWENDUNGSBEREICHE DER BRENNSTOFFZELLENTechnologien [2], [3].

BZ-Typ	El. Wirkungsgrad in %	Investitions-kosten in USD/kW _{el}	Lebenserwartung in h	Anwendungs-bereiche
AFC	50 – 60	200 – 700	5.000 – 8.000	Raumfahrt, U-Boote
PEMFC	30 – 60	3.000 – 4.000	40.000 – 60.000 (stationär) 5.000 (mobil)	Fahrzeuge, Raumfahrt, KWK, USV, Haushalt
PAFC	30 – 40	4.000 – 5.000	30.000 – 60.000	BHKW
MCFC	55 – 60	4.000 – 6.000	20.000 – 40.000	Grundlast-Kraftwerke, KWK
SOFC	50 – 70	3.000 – 4.000	bis 90.000	Grundlast-Kraftwerke, KWK, Haushalt, BHKW

2) Anwendungsbereiche

Brennstoffzellen ersetzen schon heute konventionelle Technologien in vielen verschiedenen Anwendungsbereichen. Im Folgenden werden diese, unterteilt nach stationären und mobilen Anwendungen, aufgeführt.

a) Stationäre Anwendungen

Für stationäre Anwendungen von Brennstoffzellen finden sich heute bereits insbesondere Verwendungen im Bereich der Heizbedarfsdeckung von Wohngebäuden [4]. Darüber hinaus werden sie auch in der Notstromversorgung von kritischen Infrastrukturen [5] und bei Anlagen mit größeren Leistungsbedarfen an Strom und Wärme eingesetzt [6]. Je nach Anwendungsfall werden Brennstoffzellensysteme von wenigen kW_{el} bis mehreren MW_{el} betrieben.

b) Mobile Anwendungen

Für mobile Anwendungsbereiche eignet sich insbesondere die Protonenaustauschmembranbrennstoffzelle (PEMFC) als Niedertemperaturbrennstoffzelle. Im Pkw-Bereich wird diese z. B. bereits von Toyota und Hyundai in Leistungsklassen bis zu 130 kW eingesetzt [7], [8] und auch im Schienenverkehr gibt es erste mit Brennstoffzellen betriebene Fahrzeuge [9]. Darüber hinaus ist z. B. mit der FC Alsterwasser bereits in dem Demonstrationsvorhaben „Zemships“ in Hamburg gezeigt worden, dass Brennstoffzellen auch für den lokalen

leistungsstärkeren Schiffsverkehr geeignet sind [10]. Innerhalb der Bundeswehr Deutschland werden sogar U-Boote der neuesten Generation mit Brennstoffzellen betrieben [11]. Und auch im Flugverkehr gibt es erste Prototypen und Projekte, die die Integration von Brennstoffzellen sowohl als Neben- als auch als Hauptaggregat untersuchen [12], [13], [14].

B. Projekte in Norddeutschland

Norddeutschland verfolgt seit geraumer Zeit die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie. Zur Bündelung der Interessensverfolgung wurde 2019 eine gemeinsame „Norddeutsche Wasserstoffstrategie“ erarbeitet und veröffentlicht, die die nächsten Handlungsfelder identifiziert [15]. Eine große Anzahl bereits realisierter und sich aktuell in Umsetzung befindender Projekte zeigt das Interesse von städtischen Einrichtungen, Industrie und Wissenschaft in Norddeutschland [16].

Im Bereich der mobilen Anwendungen wurde in Hamburg der Einsatz von Wasserstoffbussen erfolgreich getestet und eine Markterkundung abgeschlossen. Als nächstes werden bis 2025 50 Busse mit Brennstoffzellenantrieb angeschafft [17]. Darüber hinaus wird im Projekt „HyReflexS“ ein Notstromkonzept für die aktuell entstehenden batteriebetriebenen Elektrobussen entwickelt, welches im Normalbetrieb die Elektrolyse zur Speicherung von Wasserstoff aus elektrischer Energie nutzt und im Rahmen einer Notstromversorgung den Betrieb auf Brennstoffzellen zur Betankung der Elektrobusse umschaltet [18]. Auch im Bereich der Abfallsammlung und bei den Gepäckschleppern am Flughafen Hamburg gibt es Einsatzpläne bzw. Tests mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen [16]. Für Hochsee-Passagierschiffe wird aktuell im Projekt „Pa-X-ell 2“ eine neue Generation von PEM-Brennstoffzellen entwickelt und die Einsatzfähigkeit unter Hochsee-Bedingungen getestet [19].

Seit dem 1. April 2021 befindet sich mit dem „Norddeutschen Reallabor“ das wohl größte Projekt Norddeutschlands zum Thema Wasserstoff in der Bearbeitungsphase. Innerhalb dieses Projekts wird die ganzheitliche Transformation des Energiesystems in fünf verschiedenen Hubs, verteilt auf Norddeutschland, untersucht und dabei der Fokus auf Wasserstoff gesetzt [20]. In dem Teilprojekt „iNeP“ dieses übergeordneten Projektes wird eine integrierte Netzplanung der Netze für elektrische Energie, Gas und Wärme entwickelt, um einen möglichst großen Anteil erneuerbarer Energien unter Ausnutzung und volkswirtschaftlichem Ausbau der einzelnen Netze in Hamburg zu verbrauchen [21]. Hierfür werden z. B. Brennstoffzellen und Elektrolyseure als Kopplungs-technologien zwischen elektrischem und Gasnetz verwendet. Deren Anwendung zur Kopplung der beiden Netze unter Berücksichtigung der Anlagendynamiken wird im Projekt „CoupleIT!“ analysiert und bewertet [22].

Die Energieversorgung mit Wasserstoff wird auch im Wattenmeer auf den Inseln Borkum und Ameland getestet. Hier entsteht eine autarke Energieversorgung auf Basis erneuerbaren Wasserstoffs in verschiedenen Nutzungspfaden, unter anderem der Rückverstromung mittels Brennstoffzellen [23]. In Wasserstoff gespeicherter Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und dessen energetische Nutzung wurde auch im Rahmen des Projektes „WASH2 Emden“ getestet, bei dem es um Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden ging [24].

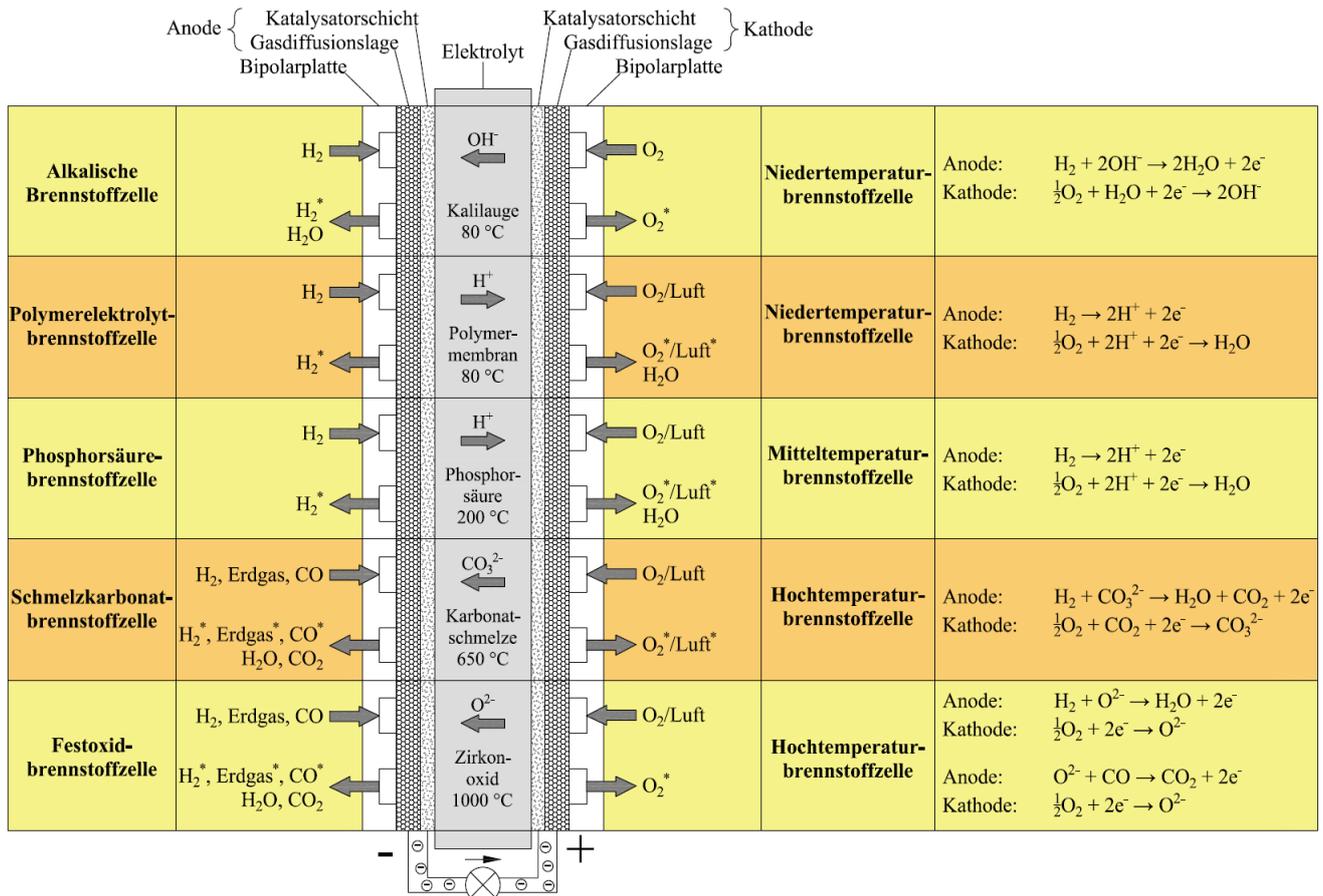


ABBILDUNG 1: FUNKTIONSPRINZIP UND KLASSIFIZIERUNG VON BRENNSTOFFZELLEN, EIGENE DARSTELLUNG NACH [1].

Dies stellt nur eine beispielhafte Aufführung norddeutscher Wasserstoffprojekte dar. Eine ausführliche Sammlung weiterer Wasserstoffprojekte mit einigen Schlüsselinformationen und weiterführenden Links findet sich in [16].

III. CHANCEN, HEMMNISSE UND RISIKEN

Brennstoffzellen bieten einige Vorteile gegenüber konventionellen Energieerzeugern. Hierzu zählen z. B. eine höhere Systemeffizienz, keine umweltschädlichen Emissionen und der Verzicht auf bewegte Teile, wodurch Brennstoffzellen wartungsarm und leise sind. Zudem sind Brennstoffzellen für verschiedene Anwendungen skalierbar und ein schnelles Auftanken ermöglicht einen nahezu pausenlosen Einsatz, insbesondere im Gegensatz zu der Batterietechnologie [25].

Die Anforderungen an ein Brennstoffzellensystem variieren je nach Anwendungsfall. Im Folgenden werden die vielen speziellen Anwendungsfälle in mobile und stationäre Applikationen eingeteilt, deren Entwicklungsziele aufgeführt, der Forschungsbedarf aufgezeigt und Risiken und Hemmnisse aufgeführt.

A. Entwicklungsziele

Um das Jahr 2015 herum haben mehrere Organisationen weltweit Ziele für die Brennstoffzellentechnologie definiert und Maßnahmen zur Erreichung dieser abgeleitet, damit diese zukünftig konkurrenzfähig zu bestehenden Technologien ist und eine breite Markteinführung gelingen kann [2], [26], [27], [28]. In Deutschland wurde mit dem 2016 in die zweite Phase gehenden Förderprogramm „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“

(NIP II) der Grundstein für die weitere Forschung und Entwicklung gelegt. Ziele des bis 2025 laufenden Programms sind i) weitere Forschung, Entwicklung und Demonstration zur Kostensenkung und ii) Maßnahmen zur Marktaktivierung von Brennstoffzellen in mobilen und stationären Applikationen [28].

Mittlerweile, 5 Jahre später, ist die Zwischenetappe „2020“ einiger aufgestellter Entwicklungsziele erreicht und eine umfangreiche Recherche zum Stand der Zielerreichung scheint sinnvoll. TABELLE II und TABELLE III vergleichen wichtige technische Größen von 2015 mit den Zielen für 2020 und den Gesamtzielen nach dem U.S. Department of Energy und dem Maßnahmenkatalog für das NIP II, erstellt von Industrie- und Wissenschaftsvertretern der Wasserstoff- und Brennstoffzellenbranche in Deutschland.

Weitere Ziele für spezielle Anwendungsfälle können [26], [27], [28] entnommen werden. Wichtig bei der Interpretation der Kenn- und Zielwerte ist das Wissen um deren Entstehung, d. h. unter welchen Randbedingungen sie ermittelt oder definiert wurden. Dies kann nur aus den Studien selbst abgeleitet werden, sodass ein direkter Vergleich ohne eine gemeinsame Basis nicht möglich ist.

Auch wenn seit 2015 bereits etwas Zeit vergangen ist, werden nicht alle Ziele bereits erreicht worden sein, insbesondere zu den Gesamtzielen der Technologie nach [26] und [27]. Zur Erreichung der ambitionierten Ziele sind sowohl weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf in der Grundlagen- und angewandten Forschung, als auch Demonstrationsnachweise großer Anlagen unter realen Bedingungen notwendig, um zeitnah einen größeren Marktanteil einzunehmen.

TABELLE II: VERGLEICH WICHTIGER TECHNISCHER GRÖßEN FÜR MOBILE ANWENDUNGEN, INSBESONDERE PKW-Fahrzeuge [26], [28].

Merkmal	Status 2015	2020 [DOE]	2020 [NIP]	2023 [NIP]	Gesamtziel [DOE]
Leistungsdichte in W/l	640	650	-	-	850
Leistungsdichte in W/kg	659	650	-	-	650
Lebensdauer	3.900 h	5.000 h	50.000 Zyklen	100.000 Zyklen	8.000 h
Kosten in \$/kW ohne Speicher, Leistungselektronik und elektr. Antrieb	53	40	-	-	30
Kosten in €/kW	-	-	< 100	< 75	-

TABELLE III: VERGLEICH WICHTIGER TECHNISCHER GRÖßEN FÜR STATIONÄRE ANWENDUNGEN, INSBESONDERE ZUR HAUSENERGIEVERSORUNG ALS KWK-ANLAGE [27], [28].

Merkmal	Status 2015 [DOE]	2020 [DOE]	2019/21 [NIP]
Elektr. Wirkungsgrad bei Nennleistung in %	34 – 40	>45	-
KWK Energieeffizienz	80 – 90	90	-
Systemkosten in \$/kW	2.300–2.800	1.500	-
Kosten in €/kW	-	-	2.000 – 4.000 über Wettbewerbstechnologien / Marktniveau
Lebensdauer in h	12.000 – 70.000	60.000	-

B. Aktuelle Forschungsthemen

Der aktuelle Forschungsförderschwerpunkt liegt bei der Protonenaustauschmembran- bzw. Polymerelektrolytbrennstoffzelle und der Festoxidbrennstoffzelle. Diese beiden Typen bieten aufgrund von technischen Vorteilen und Kostensenkungspotentialen die größten Potentiale für eine langfristige Marktdurchdringung und ergänzen sich zudem wegen der verschiedenen Temperaturniveaus in den möglichen Anwendungsbereichen.

Um eine Markteinführung erfolgreich zu gestalten, werden insbesondere die folgenden Ziele verfolgt [28]:

- Kostenreduzierung,
- Leistungsdichtenerhöhung,
- Lebensdauerverbesserung und
- eine marktrelevante Serienproduktion.

Aber auch weitere Themen, wie Online-Diagnostik, Entwicklung von Testverfahren oder Schaffung von Industriestandards sind von Interesse [28], [29].

Zur Kostenreduzierung werden insbesondere noch Weiterentwicklungen für kostengünstigere Materialien angestrebt. Dies gilt für Bipolarplatten, Membran-Elektroden-Einheiten und, speziell für PEM Brennstoffzellen, das eingesetzte Katalysatormaterial. Zudem können bei den Subsystemen Luftverdichter, Turbine, Rezirkulationssystem und Befeuchtung sowie Wasserstofftank noch Kosten eingespart werden. Die Subsysteme machen bei KWK-

Anwendungen etwa die Hälfte der Kosten aus. Insbesondere die Gasaufbereitung im Reformator stellt bei PEMFC einen großen Kostenpunkt dar [28].

Zur Verbesserung der Lebensdauer sind noch weitere Analysen der Alterungsmechanismen in Brennstoffzellen, insbesondere der Membran-Elektroden-Einheiten und ganzen Stacks, notwendig. Auch die Resistenz gegen Schadgas sollte speziell für Niedertemperaturbrennstoffzellen erhöht werden. Die Verbesserung von diagnostischen Werkzeugen z. B. zur Zellspannungsüberwachung sollte ebenfalls verfolgt werden [28].

Für eine marktrelevante Serienproduktion sind weitere Investitionen zum Erreichen einer kritischen Masse an Produkten und Infrastrukturen, u. a. Tankstellen, notwendig. Aktuell steht die Zuliefererindustrie noch vor der Herausforderung, Fertigungskapazitäten für die verschiedenen Anwendungen auf einem gegenwärtig unsicheren Markt aufzubauen. Die Minderung von Marktrisiken kann nur durch weitere Anstrengungen der öffentlichen Hand, also durch gezielte Förderinvestitionen, realisiert werden. Verbesserte Fertigungsverfahren und der Aufbau einer größeren Produktionskapazität unter Einhaltung der Qualitätssicherung führt zu weiteren Kostensenkungen, insbesondere durch Skaleneffekte bei größeren Stückzahlen [28].

C. Hemmnisse und Risiken

Momentan hemmen folgende Faktoren den schnellen Markthochlauf der vergleichsweise neuen Wasserstoff-Anlagen:

- Infrastruktur befindet sich erst in der Planung (Elektrolyseure, Wasserstoffnetze) bzw. im Aufbau (Wasserstofftankstellen).
- aktuell ungünstige regulatorische Rahmenbedingungen, z. B. Umlagen für den Bezug elektrischer Energie im Wasserstoff-Elektrolysebetrieb
- unbekannte zukünftige Regulatorik für Wasserstoff-Elektrolyseanlagen und damit fehlende Investitionssicherheit
- vergleichsweise hohe Investitionskosten für die Anlagentechnik sowie hohe Betriebskosten einer anlaufenden Wasserstoffbereitstellung und damit z. B. bei Brennstoffzellen vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten
- hoher Aufwand für Sicherheitsmaßnahmen und Genehmigung
- Akzeptanzprobleme aufgrund fehlender Wissensbasis.

Hieraus ergeben sich Risiken für den weiteren Markthochlauf und die aus Klimaschutzgründen notwendige Ausweitung von Wasserstofftechnologien in den Bereichen Industrie, Verkehr und Wärme.

IV. ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN UND OPTIMIERUNGSPOTENZIALE

Zukünftig kann aufgrund der politischen Rahmenbedingungen sowie der massiven Förderinstrumente eine sehr starke Zunahme der Wasserstoffherzeugung und -nutzung

erwartet werden. Insbesondere der Übergang von den Projektförderungen für die Anwendung von grünem Wasserstoff zur marktwirtschaftlichen Nutzung zeichnet sich als gesamtgesellschaftliche Aufgabe ab.

A. Bedeutung für die Energiewende

Der Aufbau einer „grünen“, d. h. dekarbonisierten Wasserstoffwirtschaft ist momentan das wesentliche Instrument für eine erfolgreiche durchgehende Dekarbonisierung im gesamten Energiebereich. Insbesondere die hohen kalorischen Bedarfe im Industrie- und Heizungssektor lassen sich aus heutiger Sicht nur mit Wasserstoff klimaneutral abdecken. Die Ziele und die Vorgehensweise in Norddeutschland wurden in der „Norddeutschen Wasserstoffstrategie“ [15] definiert.

B. Rechtsrahmen

Der Rechtsrahmen der grünen Wasserstoffwirtschaft betrifft sowohl die nationale als auch die europäische Gesetzgebung. Hierzu gehören z. B. folgende Regelungen [30]:

- Energiewirtschaftsgesetz für den Gasnetzzugang
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 und Erneuerbare-Energien-Verordnung zur EEG-Umlagenbefreiung der Elektrolyse
- politische Vorgaben in der Europäischen Wasserstoffstrategie
- Regelungen der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie
- delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

C. Technische Richtlinien

Für den Bau von Wasserstoffanlagen sind die Technischen Richtlinien des DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. zu beachten [31]. Abhängig von der Anlagenart (Elektrolyseur, Tankstelle, Wasserstoffnutzung) ergeben sich hier unterschiedliche Anforderungen. Darüber hinaus existieren verschiedene Zusammenstellungen sicherheitsrelevanter technischer Fragestellungen zu Wasserstoffanlagen, z. B. des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbands [32].

D. Bedarfsorientierte und kostenoptimale Infrastruktur

Der Aufbau einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft erfordert eine bedarfsorientierte und kostenoptimale Infrastruktur. Dies bedeutet, dass die Bedarfe für unterschiedliche Nutzenergien erfasst und kostenoptimal den Strom-, Gas- und Wärmenetzen zugeordnet werden müssen. Hierbei ist zwischen der heute aufgrund der realen Gegebenheiten realisierbaren und der zukünftigen optimalen Zuordnung zu unterscheiden.

E. Integrierte Energienetze

Zukünftig müssen die Infrastrukturen integriert, d. h. gemeinsam und in Summe effizienz- und kostenoptimal entwickelt werden. Bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom, Gas und Wärme muss dazu eine integrierte Netzplanung erfolgen [33]. In einem weiteren Artikel dieses Bandes wird der aktuelle Arbeitsstand des dazu laufenden Projektes „iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme“ beschrieben.

F. Einbindung in das elektrische Netz und Steuerung

Aufgrund der mit Wasserstoff versorgten zukünftigen hohen Leistungen bzw. Energiemengen müssen insbesondere beim Einsatz von Elektrolyseuren Eingriffsmöglichkeiten für elektrische Netzbetreiber geschaffen werden, um die Sicherheit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Hierfür existieren bereits praktisch erprobte Steuerungsmethoden aus dem Bereich der Elektromobilität [34], [35].

G. Maßnahmen zur Akzeptanzförderung

Die Steigerung der Akzeptanz erfordert den Aufbau einer breiten, für alle gut zugänglichen und gut verständlichen Informationsbasis. Hierbei müssen alle vorgenannten Themen in den verschiedenen Bildungseinrichtungen zielgruppengerecht vermittelt werden. Die hohe Komplexität des laufenden Umbaus unseres Energiesystems und insbesondere die Komplexität im Bereich der Energiewirtschaft erschweren diese Aufgabe. Deshalb kommt den Hochschulen und anderen wissenschaftlichen Einrichtungen sowie den Verbänden eine besondere Bedeutung bei der notwendigen Wissenschaftskommunikation zu. In der Metropolregion Hamburg wird dies durch die „Arbeitsgruppe Wasserstoff der Akademie der Wissenschaften in Hamburg“ [36], die „Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e. V.“ [37], den „Energieforschungsverbund Hamburg“ [38] sowie das „Cluster Erneuerbare Energien Hamburg“ [39] umgesetzt.

V. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Zukünftig soll die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff eine klimafreundliche Energiebereitstellung ermöglichen. Wasserstoff ist zur flexiblen Bereitstellung von Strom, Wärme und/oder Kraft sehr gut geeignet. Mit Brennstoffzellen kann Wasserstoff in stationären und mobilen Anwendungen in elektrische Energie umgewandelt werden. In Norddeutschland wird der zukünftige Einsatz von Wasserstoff in einer Vielzahl von Forschungs- und Pilotprojekten erprobt. Der zukünftige Markthochlauf erfordert den Abbau von regulatorischen Hemmnissen sowie Investitionsrisiken. Zur Steigerung der Akzeptanz muss eine breite, für alle gut zugängliche und gut verständliche Informationsbasis aufgebaut werden. Um die hohen elektrischen Leistungen von Elektrolyseuren im Netz beherrschbar zu gestalten, müssen diese Anlagen in die Netzsteuerung einbezogen werden. Zur bedarfsorientierten Wasserstoffbereitstellung in den Bereichen Industrie, Verkehr und Gebäuden wird ein weiterer Ausbau der Infrastruktur benötigt, d. h. Elektrolyseure, Speicher, Leitungssysteme und Tankstellen. Dieser Ausbau muss bedarfsorientiert und kostenoptimal erfolgen, dies kann durch eine integrierte Netzplanung für Strom-, Gas und Wärmenetze erreicht werden.

LITERATUR

- [1] P. Kurzweil, Brennstoffzellentechnik - Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [2] International Energy Agency (IEA), „Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells“, Paris, 2015.
- [3] J. Adolf, C. H. Balzer, J. Louis, U. Schabla, M. Fishedick, K. Arnold, A. Pastowski und D. Schüwer, „SHELL Wasserstoff-Studie: ENERGIE DER ZUKUNFT? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂“, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg, 2017.
- [4] T. Badenhop und M. Schellen, „Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung“, in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, Berlin, Springer Vieweg, 2017.

- [5] H. Paul und C. Leu, „Ersatzstromversorgung,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, Berlin, Springer Vieweg, 2017.
- [6] G. Ilg, „Europas erstes Brennstoffzellenkraftwerk der Megawatt-Klasse,“ 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.process.vogel.de/europas-erstes-brennstoffzellenkraftwerk-der-megawatt-klasse-a-538051/>. [Zugriff am 14. Oktober 2021].
- [7] Hyundai Motor Deutschland GmbH, „Der Hyundai NEXO - Zukunft für die H2,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hyundai.de/modelle/nexo/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [8] Toyota Deutschland GmbH, „MIRAI - Wasserstoff in seiner schönsten Form,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.toyota.de/download/cms/dede/Toyota_Mirai_MB_Web_final_tcm-17-2182312.pdf. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [9] Alstom, „Coradia iLint – der weltweit erste Wasserstoffzug,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.alstom.com/de/our-solutions/rolling-stock/coradia-ilint-der-weltweit-erste-wasserstoffzug>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [10] Proton Motor Fuel Cell GmbH, „Maritime Anwendungen - "Zemships" macht dem Klimaschutz Dampf,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.proton-motor.de/anwendungen/maritim/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [11] Bundesministerium der Verteidigung, „Die U-Boot-Klasse 212 A,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswehr.de/de/ausrustung-technik-bundeswehr/seesysteme-bundeswehr/u-boot-klasse-212-a>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [12] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, „Emissionsfreier Antrieb für die Luftfahrt: Erstflug des viersitzigen Passagierflugzeugs HY4,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2016/20160929_emission-sfreier-antrieb-fuer-die-luftfahrt-erstflug-des-viersitzigen-passagierflugzeugs-hy4_19469.html. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [13] A. Lücken, *Integration von Brennstoffzellen in Flugzeugbordnetze*, Hamburg: VDE Verlag GmbH, 2014.
- [14] Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg - Elektrische Energiesysteme, „Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik (BETA),“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hsu-hh.de/eef/forschung-2020/beta>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [15] Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer, „Norddeutsche Wasserstoffstrategie,“ 2019.
- [16] IHK Nord, „Energiequelle der Zukunft - Bundeslandübergreifende H2-Projekte im Norden,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ihk-nord.de/produktmarken/energiepolitik-industriepolitik/wasserstofflandkarte-2020-4946362?shortUrl=%2Fwasserstofflandkarte>. [Zugriff am 11. Februar 2021].
- [17] Hamburger Hochbahn AG, „Emissionsfrei mit grünem Wasserstoff,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hochbahn.de/de/presse/pressemitteilungen/emissionsfrei-mit-gruenem-wasserstoff-13652>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [18] Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg - Elektrische Energiesysteme, „Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern (HyReflexS),“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hsu-hh.de/eef/forschung-2020/hyreflex>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [19] hySOLUTIONS GmbH, „Pa-X-ell 2,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e4ships.de/deutsch/projekte-seeschiffahrt/pa-x-ell-2/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe –,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [21] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, „Städtische Gesellschaften planen Energienetze der Zukunft,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/14321640/2020-09-16-bukea-inep-reallabore/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [22] „CoupleIT! – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://dtecbw.de/home/forschung/hsu/projekt-coupleit>. [Zugriff am 14. Oktober 2021].
- [23] MARIKO gemeinnützige GmbH, „H2Watt,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://h2watt.eu/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [24] MARIKO gemeinnützige GmbH, „Wasserstoff-Anwendungen im Seehafen Emden - WASH2 Emden,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mariko-leer.de/portfolio-item/wash2emden/>. [Zugriff am 13. Februar 2021].
- [25] R. O'Hayre, S.-W. Cha, W. Colella und F. B. Prinz, *Fuel Cell Fundamentals*, Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- [26] U.S. Department of Energy, „DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems and Stacks for Transportation Applications,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-and-stacks-transportation-applications>. [Zugriff am 11. Februar 2021].
- [27] U.S. Department of Energy, „DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems for Stationary (Combined Heat and Power) Applications,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-stationary-combined-heat-and-power>. [Zugriff am 11. Februar 2021].
- [28] „Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologien – Tragende Säulen der Energiewende,“ 2015.
- [29] U.S. Department of Energy, „2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Report,“ Arlington, 2019.
- [30] B. Hoffmann, A. Halbig, J. Senders, J. V. Nysten, O. Antoni und T. Müller, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft,“ Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg, 2021.
- [31] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw-regelwerk.de/>. [Zugriff am 11. Oktober 2021].
- [32] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V., „DWV Wasserstoff-Sicherheits-Kompodium,“ November 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2015/06/Wasserstoff_kompodium.pdf. [Zugriff am 11. Oktober 2021].
- [33] D. Vorwerk und D. Schulz, „Grundlegende Herausforderungen für zukünftig integrierte Strom-, Gas- und Wärmenetze,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz - Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2021, S. 122-128.
- [34] S. Darvish, L. Baum, F. Grumm und D. Schulz, „A Smart Charging Management Interface for Electric Vehicles Based on Communication Links Through the Electrical Grid,“ Virtual 4th E-Mobility Power System Integration Symposium, 2020.
- [35] S. Darvish, R. Jordan, M. Schumann, H. Haupt und D. Schulz, „Implementierung eines Netzdienlichen Lade- und Lastmanagements für Elektrofahrzeuge auf Privatflächen im Stadtgebiet Hamburg,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2019, S. 36-39.
- [36] Akademie der Wissenschaften in Hamburg, „Arbeitsgruppe Wasserstoff,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.awhamburg.de/forschung/arbeitsgruppen/wasserstoff.html>. [Zugriff am 11. Oktober 2021].
- [37] Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e.V., [Online]. Verfügbar unter: <https://www.h2hamburg.de/>. [Zugriff am 11. Oktober 2021].
- [38] Energieforschungsverbund Hamburg, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieforschungsverbund.hamburg/>. [Zugriff am 11. Oktober 2021].
- [39] Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/>. [Zugriff am 11. Oktober 2021].

Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeichern

Daniel Apenbrink^{**‡}, Dennis Hamann[‡], Robert Hankers, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *daniel.apenbrink@hsu-hh.de

Stefan Micheely*
Digitalisierung & Netz
Stromnetz Hamburg GmbH
 Hamburg, Deutschland
 *stefan.micheely@stromnetz-hamburg.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt.

Kurzfassung – Die Dekarbonisierung der Energieversorgung bringt große Herausforderungen mit sich. Um diese zu lösen, müssen innovative Konzepte erarbeitet werden. Zu den Herausforderungen zählen neben einer nachhaltigen Erzeugung auch die Energiespeicherung, das Ausgleichen von fluktuierender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien und der zuverlässige Energietransport. Um dies zu bewältigen, bietet sich der Einsatz von Wasserstoff an, der im Vergleich zu anderen Energieträgern viele Vorteile mit sich bringt. Durch die Kopplung der Sektoren Strom und Gas kann das Stromnetz entlastet und die Speicherung durch Umwandlung elektrischer Energie außerhalb des Stromsektors ermöglicht werden. Als Anlagen können hierbei umschaltbare Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme zum Einsatz kommen, wie sie im hier vorgestellten Projekt HyReflexS untersucht werden. Der Einsatz zur Stabilisierung des Stromnetzes, als auch eine betreiberorientierte Anwendung, wie beispielsweise als Notstromversorgung oder zur Reduzierung von Lastspitzen, sowie der Einsatz neuartiger Speichersysteme eines Metallhydridspeichers werden untersucht. Die assoziierten Projektpartner sind die Hamburger Hochbahn AG, die Stromnetz Hamburg GmbH und die Gasnetz Hamburg GmbH. Weitere Teilprojekte werden von den Partnern Helmholtz-Zentrum Hereon und der Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG bearbeitet. Das Helmholtz-Zentrum Hereon untersucht dabei die Entwicklung und Einbindung eines Metallhydridspeichers und Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG relevante Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsfragen. Das Vorgehen im Projekt besteht zunächst im Sammeln von Randbedingungen sowie dem Auslegen, Beschaffen und Inbetriebnehmen einer Versuchsanlage. Ausgehend von den ermittelten Anlagenparametern werden mögliche Anwendungsszenarien definiert und ein Simulationsmodell der Anlage entwickelt. Zudem wird ein Leitrechner konzipiert, der die Daten der Projektpartner verarbeitet und auf Grundlage einer implementierten Logik selbstständig die optimale Fahrweise der Wasserstoffanlagen bestimmt.

Stichworte – Power-to-Gas, Sektorenkopplung, Brennstoffzellen, Elektrolyse, Notstromversorgung

NOMENKLATUR

AB Anlagenbetreiber
 BDEW Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

BKV Bilanzkreisverantwortlicher
 BZ Brennstoffzelle
 CV_{H_2} in kWh/Nm³ Brennwert von Wasserstoff
 CV_{HH} in kWh/Nm³ Hamburger Brennwert
 ΔCV_{HH} in % Maximal zulässige Abweichung vom Brennwert
 DV Direktvermarkter
 EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz
 EIV Einsatzverantwortlicher
 EL Elektrolyseur
 ENTSO-E Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
 EnWG Energiewirtschaftsgesetz
 EPM Engpassmanagement
 GNH Gasnetz Hamburg GmbH
 H₂ Wasserstoff
 HSU Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
 HOCHBAHN Hamburger Hochbahn AG
 IBC Intermediate Bulk Containern
 MH Metallhydrid
 NABEG Netzausbaubeschleunigungsgesetz
 Nm³ Normkubikmeter
 OPC UA Open Platform Communications Unified Architecture
 PEM Polymerelektrolytmembran
 PtG Power-to-Gas
 Q_{\ominus} in Nm³/h Durchschnittlicher Erdgasstrom
 $Q_{H_2,aus}$ in Nm³/h Entnommener Wasserstoffstrom

$Q_{H_2, ein}$ in Nm ³ /h	Eingespeister Wasserstoffstrom
RD	Redispatch
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
UBES	Umschaltbares Brennstoffzellen- und Elektrolysesystem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist ein fundamentaler Bestandteil, um die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland zu erreichen. Bis 2030 wird angestrebt, die Erzeugung der Treibhausgase im Vergleich zum Jahr 1990 auf 65 % zu reduzieren und bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen [1]. Auch wenn der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland derzeit ins Stocken gerät, muss der Anteil in diesem Jahrzehnt weiter steigen [2, 3]. Neben der Energieerzeugung bilden der Transport und die Speicherung elektrischer Energie zusätzliche Herausforderungen, um eine zuverlässige Energieversorgung in Deutschland, Europa aber auch weltweit zu gewährleisten. Der Großteil der in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energie wird derzeit aus Wind, Biomasse und Solarstrahlung erzeugt. Insbesondere die Erzeugung aus Wind und Solarstrahlung ist wetterabhängig und kann durch lokale Unter- bzw. Überproduktionen zu Netzinstabilitäten führen, denen mit gezielten Maßnahmen von Netz- und Anlagenbetreibern entsprechend entgegengetreten werden muss. Der zögerliche Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie die fehlende Möglichkeit, die elektrische Energie zu speichern, verschärfen die Problematik zusätzlich, sodass regenerative Erzeugungsanlagen letztendlich gedrosselt oder abgeschaltet und die Betreiber entsprechend entschädigt werden müssen.

Die Technologie Power-to-Gas (PtG) kann ihren Beitrag dazu leisten, die wirtschaftliche Speicherung elektrischer Energie in großen Mengen zu ermöglichen. Im Vergleich zu Batteriespeichern ist die Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff, insbesondere großer Mengen, sinnvoller und kann über lange Zeiträume verlustfrei erfolgen. PtG bezeichnet dabei die elektrolytische Spaltung von Wasser zur Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff kann nach der Elektrolyse in Druck- oder Flüssiggasspeichern gelagert werden. Innovative Speichertechnologien in sogenannten Metallhydriden (MH) haben darüber hinaus insbesondere für stationäre Anwendungen enormes Potenzial, da vergleichsweise große Mengen Wasserstoff bei deutlich geringeren Drücken gespeichert werden können [4]. Auch eine Einspeisung von klimaneutralem Wasserstoff in das Erdgasnetz ist denkbar, um den ökologischen Fußabdruck im Transport- und Wärmesektor zu verbessern. Die Einspeisung ins Gasnetz kann darüber hinaus den Transport über das Stromnetz entlasten [5]. Das Forschungsprojekt HyReflexS der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg (HSU) soll den Betrieb eines umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolysesystems (UBES) zur Sektorenkopplung zwischen Strom- und Gasnetz untersuchen. Die Kernelemente des UBES sind dabei eine Brennstoffzelle und ein Elektrolyseur jeweils in Polymerelektrolytmembran (PEM)-Bauweise. Diese werden als sogenanntes Doppelstrangsystem

ausgeführt, was einerseits die Produktion von Wasserstoff und andererseits die Produktion von elektrischer Energie ermöglicht. Zu den Anwendungsfällen zählt dabei die Realisierung einer klimafreundlichen Notstromversorgung eines Busbetriebshofes der Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN). Darüber hinaus soll der netzdienliche Einsatz der Anlage als Regelkraftwerk zur Stabilisierung des Stromnetzes untersucht werden. Das Anbieten von positiver sowie negativer Regelenergie oder die Reduzierung von Lastspitzen können dabei eine kontinuierliche und wirtschaftliche Nutzung neben der Notstromversorgung ermöglichen.

II. METHODISCHES VORGEHEN

Zunächst soll das methodische Vorgehen im Projekt vorgestellt werden. Dieses wird in ABBILDUNG 1 dargestellt. Hierbei wurden ausgehend von den gesammelten Randbedingungen mehrere Arbeitspakete definiert, die zum Teil parallel bearbeitet werden und als Grundlage für die Versuche am Teststand dienen.

A. Sammeln von Randbedingungen

Bereits vor Beantragung des Projektes wurden Randbedingungen gesammelt, welche Einfluss auf die Entwicklung und den Betrieb der Anlage haben. In einem ersten Schritt wurden Absprachen mit den Projektpartnern hinsichtlich der jeweiligen Anforderungen, Wünsche und Zielsetzungen getroffen. In die Antragserstellung floss auch die Recherche gesetzlicher Vorgaben ein, welche im Rahmen der Ausarbeitung von Anwendungsszenarien weiter verfeinert wird. Es spielen auch wirtschaftliche Anreize eine Rolle, die sich in optimierten Betriebskosten ebenso widerspiegeln können wie in der Generierung neuer Einnahmen durch die geschickte Nutzung fluktuierender Strombörsenpreise.

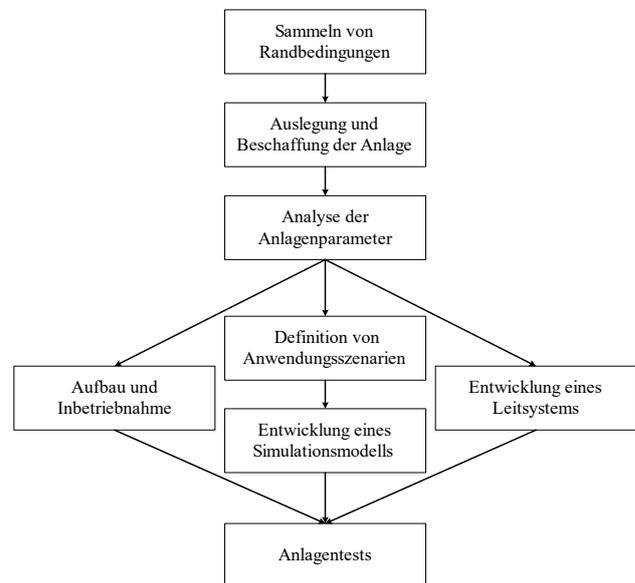


ABBILDUNG 1: METHODISCHES VORGEHEN IM PROJEKT.

B. Auslegung, Beschaffung der Anlage

Im ersten Arbeitspaket wird ausgehend von den gesammelten Randbedingungen eine kleiner skalierte Laboranlage ausgelegt, mit der sich die Wünsche und Zielsetzungen der Projektpartner untersuchen lassen. Anschließend erfolgt die Beschaffung der Komponenten.

C. Analyse der Anlagenparameter

Auf Grundlage der ausgelegten Anlage werden nun die Anlagenparameter für jede Komponente zusammengetragen und analysiert. Die Bearbeitung der weiteren Arbeitspakete erfolgt ausgehend von den Anlagenparametern und den beschafften Komponenten.

D. Aufbau und Inbetriebnahme

In diesem Arbeitspaket sollen die beschafften Komponenten auf dem Gelände der HSU zu einem Teststand zusammengefügt und in Betrieb genommen werden. Anschließend werden erste Versuche durchgeführt, mit denen das allgemeine Anlagenverhalten getestet wird. Der Aufbau und die Inbetriebnahme der Anlage kann dabei parallel zu den anderen Arbeitspaketen erfolgen. Eine Übersicht über den geplanten Teststand mit den Anlagenkomponenten und den wichtigsten Parametern wird in Kapitel IV gegeben.

E. Definition von Betriebsszenarien

Zur Erforschung der generellen Einsetzbarkeit von UBES wurden diverse Anwendungsszenarien definiert, deren Ausarbeitung und Umsetzung ebenso Bestandteil des Projektes sind. Die Anwendungsszenarien orientieren sich dabei an den technischen Möglichkeiten, die das System liefert, und basieren auf den grundlegenden Betriebsarten Stromerzeugung und Wasserstoffherzeugung. Die definierten Anwendungsszenarien sind die Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie, positiver und negativer Redispatch 2.0, Peakshaving, die Nutzung günstiger Strompreise zur Wasserstoffherzeugung, das Auffüllen des Wasserstoffspeichers und die Notstrombereitstellung für den Busbetriebshof Alsterdorf. Die Motivation für die Umsetzung der einzelnen Anwendungsszenarien wird in Kapitel III näher betrachtet.

F. Entwicklung eines Simulationsmodells

Neben dem Aufbau einer realen Anlage soll die Entwicklung eines Simulationsmodells erfolgen. Hierfür werden zunächst Modellgleichungen für die einzelnen Komponenten erstellt und anschließend auf Grundlage der Modellgleichungen und der Anlagenparameter geeignete Modelle für jede Komponente entwickelt. Diese werden infolgedessen zu einem Gesamtmodell des Teststandes zusammengefügt, welches abschließend auf Grundlage der Anlagenversuche validiert wird.

G. Entwicklung eines Leitrechners

Die Kommunikation zwischen den assoziierten Partnern und dem UBES soll über einen Leitrechner erfolgen. Dieser realisiert den Austausch von Anlageninformationen und Stellbefehlen und soll darüber hinaus eine Möglichkeit bieten, gegensätzliche Befehle im Sinne einer Merit-Order zu priorisieren. Die Entwicklung des Leitrechners wird in Kapitel V näher beschrieben.

H. Anlagenversuche

Auf Grundlage der Anforderungen, die sich einerseits aus den Anwendungsszenarien und andererseits aus den Ergebnissen der simulativen Untersuchungen ergeben, werden zunächst Anlagenversuche geplant und anschließend durchgeführt. Hierbei wird die Eignung des Systems zur Umsetzung der definierten Anwendungsszenarien untersucht. Weiterhin wird die Dynamik der Anlage und die Fähigkeit zum Wechsel zwischen den Anwendungsszenarien getestet.

Auf Grundlage der gewonnenen Daten sollen darüber hinaus das Leitsystem und das Simulationsmodell optimiert werden. Zusätzlich soll die Reaktion der Anlage auf mögliche Netzfehler untersucht werden.

III. ASSOZIIERTE PARTNER UND ANWENDUNGSFÄLLE

Im folgenden Kapitel werden die assoziierten Partner des Projektes HyReflexS vorgestellt und die jeweiligen Anwendungsfälle beschrieben. Zu den Partnern zählen die Hamburger Hochbahn AG, Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) und Gasnetz Hamburg GmbH (GNH).

A. Hamburger Hochbahn AG

Die Hamburger Hochbahn AG betreibt neben der Hamburger U-Bahn auch einen Großteil des Hamburger Stadtbus-Netzes mit insgesamt 980 Fahrzeugen. Zukünftig wird eine zunehmende Elektrifizierung der gesamten Busflotte angestrebt, sodass bereits seit 2020 die Bestellung von emissionsfreien Bussen erfolgte. Bis zum Jahr 2030 soll die gesamte Busflotte der HOCHBAHN umgestellt werden. Im April 2019 wurde darüber hinaus in Hamburg-Alsterdorf der zu diesem Zeitpunkt modernste Busbetriebshof Europas eröffnet, welcher zukünftig bis zu 240 emissionsfreie Busse aufnehmen wird [6, 7].

Aus Sicht der HOCHBAHN ergeben sich verschiedene mögliche Anwendungsfälle, die im Folgenden erläutert werden.

1) Notstromversorgung

Die Busflotte der HOCHBAHN gehört zur Kritischen Infrastruktur, da im Katastrophenfall, wie beispielsweise einer Hochwasserkatastrophe, Teile der Bevölkerung durch Busse evakuiert werden müssen. Sollte die elektrische Versorgung des Busbetriebshofs unterbrochen werden, ist dieser durch eine geeignete Notstromanlage zu versorgen, um ein zuverlässiges Laden der Busse auch bei Ausfall des Stromnetzes sicherzustellen. Zusätzlich muss eine weitere Versorgung der sicherheitskritischen Infrastruktur des Busbetriebshofs gewährleistet werden, um die Betriebsfähigkeit des Busbetriebshofs zu erhalten. Im Projekt HyReflexS soll untersucht werden, ob die Versorgung des Busbetriebshofs in Alsterdorf durch ein UBES erfolgen kann und welche Rahmenbedingungen dafür betrachtet werden müssen.

2) Peakshaving

Die elektrische Infrastruktur von Übertragungs- und Verteilnetzen muss so ausgelegt werden, dass neben der Grundlast auch kurzzeitige Spitzenlasten durch die Netzinfrastruktur abgedeckt werden können. Infolgedessen werden Gewerbe- und Industriekunden neben den Kosten des Gesamtenergieverbrauchs auch anhand ihrer Spitzenlasten mit zusätzlichen Gebühren belastet. Grundlage dafür ist eine Messung der durchschnittlichen Leistungsabnahme in 15-minütigen Intervallen, welche den sogenannten Lastgang widerspiegeln. Der Höchstwert dieser Messungen wird für die Berechnung des Leistungsentgeltes für den jeweiligen Abrechnungszeitraum zu Grunde gelegt [8]. Für die HOCHBAHN ergibt sich deshalb der Anreiz, Leistungsspitzen auf dem Busbetriebshof zu begrenzen und somit Energiekosten einzusparen. Durch die Einspeisung von elektrischer Energie durch das UBES können Lastspitzen abgedeckt werden.



ABBILDUNG 2: INVOLVIERTE AKTEURE UND BETROFFENE ANLAGEN [9].

3) Regelernergie

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es in der Stromerzeugung zu immer häufigeren Schwankungen. Zusätzlich kann das Einschalten energieintensiver Verbraucher weitere Schwankungen im Stromnetz hervorrufen. Da das elektrische Netz keine Möglichkeit bietet, Energie zu speichern, müssen Energieverbrauch und Energieerzeugung stets in einem Gleichgewicht gehalten werden. Ob dieses Gleichgewicht eingehalten wird, kann mit Hilfe der Netzfrequenz überwacht werden. Wird mehr Energie erzeugt als verbraucht, steigt die Frequenz, wird weniger Energie erzeugt als verbraucht, sinkt die Frequenz. Für die Überwachung und Regelung der Netzfrequenz in Deutschland sind einerseits die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW und übergeordnet der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) verantwortlich. Zur Frequenzregelung stehen mehrere Regelstufen zur Verfügung. Plötzliche bzw. sehr kurzfristige Schwankungen werden ohne einen Regeleingriff durch die Massenträgheit der aktiven Generatoren in den Kraftwerken ausgeglichen. Ab einer Schwankungsdauer von mehr als 30 Sekunden wird sogenannte Primärregelenergie bereitgestellt. Diese wird bei einer lokal durch das Kraftwerk gemessenen Abweichung der Nennfrequenz um $\pm 0,2$ Hz automatisiert erzeugt, um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Spätestens nach 5 Minuten übernimmt die sogenannte Sekundärregelenergie den Ausgleich der Netzfrequenz, sodass die Primärregelenergie wieder zur Verfügung steht. Für längere Ungleichgewichte im Stromnetz steht die Tertiärregelenergie zur Verfügung. Diese muss nach spätestens 15 Minuten in voller Leistung erbracht werden.

Die Anforderung von Regelernergie kann sowohl in positiver, durch Erzeuger, als auch negativer Form, durch Verbraucher, bereitgestellt werden und wird vom ÜNB angefordert.

Grundsätzlich kann ein UBES der Rolle eines Lieferanten von sowohl positiver als auch negativer Regelernergie gerecht werden. Es muss jedoch gezeigt werden, dass die geforderten Zeiten für die Bereitstellung von Regelernergie eingehalten werden können.

B. Stromnetz Hamburg

Die Stromnetz Hamburg GmbH ist ein hundertprozentiges Tochterunternehmen der Freien und Hansestadt Hamburg und ist als solches für den Betrieb und die Weiterentwicklung des Stromnetzes der Stadt verantwortlich [10].

Als Verteilungsnetzbetreiberin (VNB) ist die SNH dafür mitverantwortlich, das seit dem 01.10.2021 angewandte Verfahren Redispatch 2.0 umzusetzen, welches für alle größeren Stromerzeuger und -verbraucher von Bedeutung ist. Im Folgenden wird Redispatch 2.0 mit den Auswirkungen für das Netzgebiet Hamburg näher vorgestellt.

1) Hintergründe zum Redispatch 2.0

Bisher galt bei Netzengpässen ein Einspeisemanagement für EEG-Anlagen mit Ausfallentschädigung für Anlagenbetreiber durch Verteilungsnetzbetreiber. Als Redispatch, im Folgenden als Redispatch 1.0 bezeichnet, ist die Leistungseinsenkung der konventionellen Kraftwerke ab 10 MW Leistung, aufgrund der Vorrangregelung für erneuerbare Energie zu verstehen. In der neuen Regelung Redispatch 2.0, die im Gesetzeskontext mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) steht, werden sämtliche Akteure einbezogen. Neben allen konventionellen Kraftwerken beteiligen sich auch die Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energie ab einer Leistung von 100 kW daran, Netzengpässe insbesondere durch eine Überlastung von Betriebsmitteln im Stromnetz zu vermeiden.

ABBILDUNG 2 zeigt sowohl die Beteiligten, die über Redispatch 2.0 für die Lösung der Aufgabe zusammenarbeiten, möglichst viel erneuerbar erzeugten Strom zur Anwendung zu bringen, als auch die Funktion des Zusammenschlusses der Netzbetreiber zur Umsetzung der im Branchenverband BDEW erarbeiteten Standards. Auf der linken Seite sind die Beteiligten des bisherigen Verfahrens Redispatch 1.0, auf der rechten Seite die Beteiligten von Redispatch 2.0 dargestellt.

Ziel von Redispatch 2.0 ist es, bereits vor Beginn des Betrachtungszeitraums durch Prognose, Bilanzierung und Abrechnung ein volkswirtschaftlich besseres Reglement zu etablieren.

Über den Branchenverband BDEW wurde eine Lösung standardisiert, die den bisherigen ausschließlichen Echtzeit-Prozess des Einspeisemanagements für EEG-Anlagen in Verbindung mit Redispatch der konventionellen Kraftwerke zur Behebung der Netzengpässe durch einen planwertbasierten Prozess für alle Einspeiser ersetzt. Dieser wird mit bis zu 48 Stunden Vorlauf und iterativer Anwendung durchgeführt.

ABBILDUNG 3 zeigt die zeitliche Abfolge des Verfahrens von Redispatch 2.0 in einzelnen Schritten sowie die Rollenverteilung der Akteure.

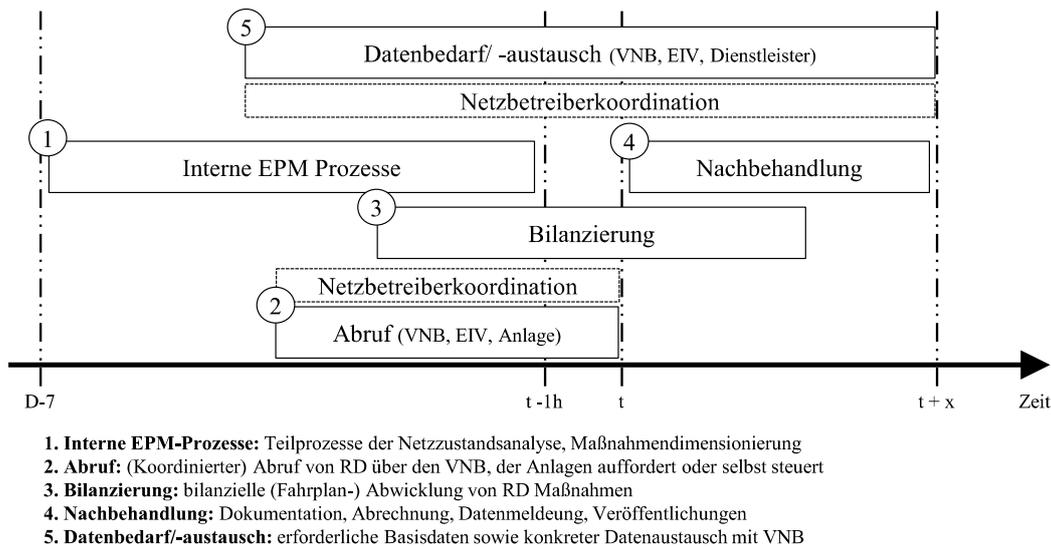


ABBILDUNG 3: PROZESSÜBERSICHT IM ZEITABLAUF AM BEISPIEL DES ÜNB AMPRION [11].

Die Konzepte inklusive der Festlegungen zum Informationsaustausch und der Datenformate, die im Branchenverband erstellt wurden, sind durch entsprechende Beschlüsse der Beschlusskammern der Bundesnetzagentur in den letzten zwei Jahren verrechtlicht worden. Für die Beteiligten ergeben sich die in ABBILDUNG 2 und ABBILDUNG 3 genannten Rollen. Für die Betreiber von Einspeiseanlagen ergibt sich u. a. die Aufgabe, als Einsatzverantwortlicher (EIV) permanent die Anforderungen zur Betriebssteuerung erfüllen zu können. In den letzten Wochen hat sich gezeigt, dass aktuell (Stand: Ende August 2021) das Dienstleister-Angebot, aus dem ein Anlagenbetreiber die Funktion des EIV beauftragen könnte, wächst. Davor wurde diese Rolle eher im Rahmen einer Direktvermarktung für Systemdienstleistungen und/oder Energiemengenlieferungen mit angeboten.

2) Technisch-organisatorische Umsetzung

In Deutschland sind von der Umsetzung vorbereitender Maßnahmen und der Durchführung von Redispatch 2.0 ca. 100.000 Anlagen betroffen [12]. Die Anlagen sind zunächst standardisiert zu erfassen, im Bedarfsfall zu bedienen, bzw. zu steuern und anschließend im Rahmen des gewählten Modells abzurechnen.

In der Anwendung von Redispatch 2.0 durch SNH wird im zeitlichen Vorfeld (siehe ABBILDUNG 3), d. h. zwei Tage vor einem möglichen Einsatzfall, eine erste Netzberechnung auf Basis der Stamm- und Planungsdaten vorgenommen. In dieser Netzberechnung werden mit der vorhandenen Einspeiseprognose in Abhängigkeit der Wetterdaten, den Fahrplänen der diversen Einspeiser und den zu erwartenden ebenfalls in gewissem Maße wetterabhängigen Lasten sowie der technischen Verfügbarkeit des Netzes in der Schaltungsplanung als Eingangssparameter mögliche Engpässe identifiziert und in der anschließenden Netzbetreiberkoordination mit den betroffenen ÜNB und VNB über die im Projekt „Connect+“ erarbeitete und von allen Beteiligten akzeptierte Datendrehscheibe austauscht [13]. Im Sinne einer Iteration wird in weiteren Berechnungsperioden vor dem gewählten Einsatzzeitpunkt zum einen die Prognose verfeinert bzw. konkretisiert und zum anderen die technische Lösung über den Anlageneinsatz hergestellt. Praktisch heißt das, dass am Vortag eine weitere Berechnung und am Tag des

betrachteten Ereigniszeitpunkts jede Stunde diese Rechnung unter Neujustierung der o. g. Eingangsparameter vorgenommen wird. Für die Bilanzkreisverantwortlichen besteht zudem die Aufgabe, durch Redispatch-Maßnahmen veränderte Einspeisungen und Lasten energetisch und bilanziell neu auszugleichen.

Aufgrund der begrenzten Flächenreserven für Standorte von Windenergie-Anlagen innerhalb von Hamburg besteht für SNH nicht die Aufgabe, eigene Engpässe im Hochspannungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen der angeschlossenen Einspeiser beheben zu müssen. Innerhalb der Regelzone des direkt vorgelagerten ÜNB 50Hertz Transmission und des benachbarten ÜNB Tennet bestehen Engpässe, welche auf die Anlagen im Netzgebiet der SNH Einfluss haben können. Durch die Ausweitung der betroffenen Einspeiser hat die SNH im eigenen Netzgebiet alle erforderlichen Maßnahmen gemäß der Branchenlösung des BDEW umgesetzt und wird in der Rolle des ausführenden Netzbetreibers tätig werden. SNH hat alle Anlagenbetreibenden kontaktiert und um Rückmeldung der zu berücksichtigenden Stamm- und Planungsdaten gebeten. Die entsprechenden Kommunikationseinrichtungen, konform mit den anderen Netzbetreibern aus dem Projekt Connect+, wurden beidseitig eingerichtet.

Für das im Projekt HyReflexS geplante UBES muss aufgrund der geringen Leistung die Regelung zum Redispatch 2.0 nicht zwangsläufig angewendet werden. Dennoch sollen die dafür geltenden Rahmenbedingungen betrachtet werden, um zukünftige Anlagen in höheren Leistungsklassen betreiben zu können.

C. Gasnetz Hamburg

Die Gasnetz Hamburg GmbH mit ihren 590 Mitarbeitenden betreibt das Erdgasnetz in Hamburg. Dieses ist in Hoch-, Mittel- und Niederdruck eingeteilt und weist eine Gesamtlänge von ca. 7.900 km auf. Insgesamt werden dabei etwa 230.000 Netzkunden versorgt, die im Jahr 2020 einen Energieverbrauch von 20 Mrd. kWh aufwiesen [14].

Zur Reduzierung von Speicherkapazitäten und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird im Projekt die Möglichkeit untersucht, alternative Speichermöglichkeiten für

Wasserstoff zu nutzen. Eine solche alternative Speichermöglichkeit stellt das Erdgasnetz dar. Um das Erdgasnetz für die in ABILDUNG 4 dargestellte Einspeisung und Entnahme zu nutzen, treten jedoch einige Herausforderungen auf.

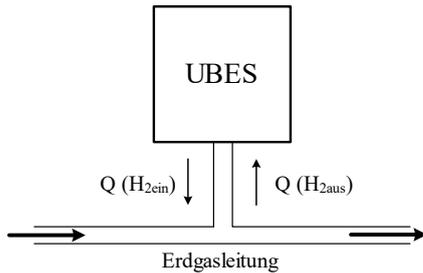


ABBILDUNG 4: VEREINFACHTE DARSTELLUNG DER EINSPEISUNG UND ENTNAHME VON WASSERSTOFF IN DAS BZW. AUS DEM ERDGASNETZ.

Eine dieser Herausforderungen ist es, sicherzustellen, dass den Netzkunden Gas mit einem konstanten Brennwert bereitgestellt wird. Wasserstoff weist einen Brennwert von etwa 3,5 kWh/Nm³ auf, während der Brennwert des in Hamburg genutzten Erdgases, auch als Hamburger Brennwert bezeichnet, bei etwa 11,3 kWh/Nm³ liegt [15, 16]. Somit führt eine Einspeisung von Wasserstoff zu einer Abnahme des Brennwertes, weshalb es nicht möglich ist, beliebig große Mengen an Wasserstoff einzuspeisen. Die maximal mögliche Menge ist dabei von der Druckstufe am Einspeisepunkt und der Durchflussmenge an Erdgas abhängig. Zudem kann es aufgrund jahreszeitlicher Schwankungen des Erdgasabsatzes zu saisonalen Unterschieden kommen. Die theoretisch maximal mögliche Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz lässt sich nach Gleichung (1) und die maximal mögliche Einspeisung in das Erdgasnetz nach Gleichung (2) berechnen.

$$Q_{H_2,aus} = \frac{CV_{HH} \cdot Q_{\phi} \cdot \Delta CV_{HH}}{CV_{HH} \cdot (1 + \Delta CV_{HH}) - CV_{H_2}} \quad (1)$$

$$Q_{H_2,ein} = \frac{CV_{HH} \cdot Q_{\phi} \cdot \Delta CV_{HH}}{CV_{HH} \cdot (1 - \Delta CV_{HH}) - CV_{H_2}} \quad (2)$$

Hierbei ist Q_{H_2} der eingespeiste oder entnommene Wasserstoffstrom, CV_{HH} der Hamburger Brennwert, Q_{ϕ} der durchschnittliche Erdgasstrom an der Einspeise- bzw. Entnahmestelle, CV_{H_2} der Brennwert von Wasserstoff und ΔCV_{HH} die maximale zulässige Abweichung vom Brennwert, welche 2 % beträgt. In unmittelbarer Nähe des Busbetriebshofs Hamburg-Alsterdorf verläuft eine 16 bar Hochdruckleitung mit einem konstanten Durchfluss von ca. 5000 Nm³/h, welche ideale Voraussetzungen für die Erprobung eines UBES bietet.

Für die Einspeisung ergibt sich an dieser Stelle eine maximale Einspeisemenge an Wasserstoff von ca. 140 Nm³/h und für die Entnahme von ca. 149 Nm³/h. Um trotz der Ein- oder Auspeisung von Wasserstoff einen konstanten Brennwert sicherzustellen, wird voraussichtlich eine Brennwertnachverfolgung nötig sein. Diese kann über geeignete Simulationen oder durch Messung der Gaszusammensetzung am Einspeisepunkt erfolgen.

IV. ANLAGENKONZEPT

In diesem Abschnitt werden der Aufbau der geplanten Anlage und die drei Betriebsarten Strom- und Wasserstoff-erzeugung sowie der Stand-by-Modus vorgestellt. Hierbei werden die in Kapitel II vorgestellten Anwendungsszenarien den jeweiligen Betriebsarten zugeordnet.

A. Anlage

Bei der geplanten Anlage handelt es sich um ein UBES, welches sowohl zur Erzeugung als auch zur Verstromung von Wasserstoff dient, mit sämtlichen für den Betrieb nötigen Versorgungsmodulen. Das UBES wird dabei als Doppelstrangsystem ausgeführt. Somit sind Elektrolyseur (EL) und Brennstoffzelle (BZ) als separate Komponenten in das UBES integriert. Die Nutzung eines Einzelstranges, wobei ein Modul gleichzeitig als Brennstoffzelle und Elektrolyseur fungiert, ist ebenfalls möglich, wird allerdings aufgrund einer schlechteren Dynamik und Flexibilität in diesem Projekt nicht realisiert [17]. Eine Übersicht der geplanten Anlage mit Versorgungsmodulen ist in ABILDUNG 5 gegeben.

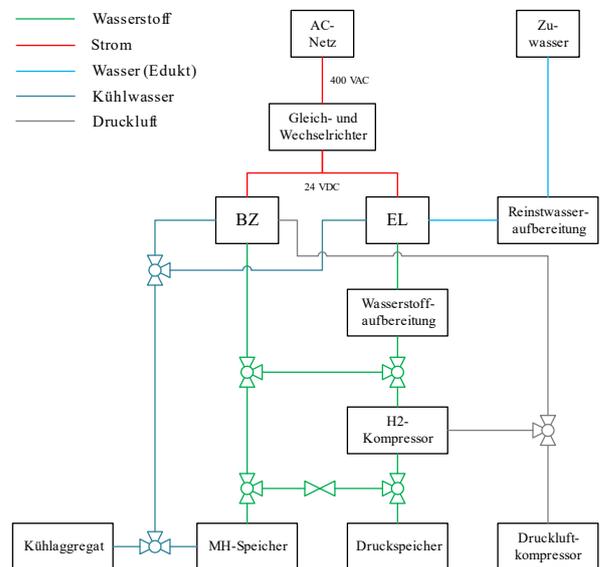


ABBILDUNG 5: SCHEMATISCHE ÜBERSICHT DES TESTSTANDES MIT DEN EINZELNEN MODULEN.

Bei der BZ handelt es sich um eine PEM-BZ. Die PEM-Technologie bietet den Vorteil, dass die eingesetzten Membranen eine geringe Empfindlichkeit gegenüber Kohlenstoffdioxid aufweisen, weshalb die Nutzung von Luft beim Betrieb der PEM-BZ möglich ist [6]. Die maximale Leistung der PEM-BZ beträgt ca. 10 kW und die Betriebstemperatur liegt in einem Bereich von 60 bis 85 °C.

Der Elektrolyseur basiert, wie auch die Brennstoffzelle, auf der PEM-Technologie. Dieser weist dabei ebenfalls eine Leistung von ca. 10 kW auf und arbeitet bei einer Temperatur von etwa 70 °C. Im Normalbetrieb ist der Elektrolyseur in der Lage, pro Tag bis zu 4 kg Wasserstoff herzustellen.

Zusätzlich sind für das UBES weitere Versorgungsmodule vorgesehen. Eines dieser Module ist die Wasserstoffaufbereitung. Durch diese wird der vom EL erzeugte Wasserstoff vor der Lagerung so weit aufbereitet, dass dieser den Anforderungen nach ISO 14687:2019 genügt und somit für den Einsatz in einer PEM-BZ geeignet ist.

Für die Bevorratung des Wasserstoffes sind ein Druckspeicher und ein Metallhydridspeicher (MH-Speicher) installiert. Der Druckspeicher bietet eine Kapazität von 100 Nm³ bei einem maximal zulässigen Druck von 200 bar. Der Wasserstoff wird somit als komprimiertes Gas gespeichert. Im Metallhydridspeicher hingegen wird der Wasserstoff in der Gitterstruktur eines Metallhydrids eingelagert, wobei deutlich geringere Drücke von etwa 35 bar notwendig sind. Der MH-Speicher wird in einem separaten Teilprojekt geplant, untersucht und zu einem späteren Zeitpunkt in die in ABBILDUNG 5 dargestellte Struktur integriert.

Zur Konditionierung des vom Elektrolyseur bereitgestellten Wasserstoffs wird ein Kompressor benötigt. Dieser wird mit Druckluft betrieben und ist in der Lage, einen für die Speicherung im Druckbehälter nötigen Druck von 200 bar aufzubringen. Der für die Speicherung im MH-Speicher nötige Druck von ca. 35 bar wird bereits vom EL bereitgestellt.

Für den Betrieb des EL ist zudem Reinstwasser notwendig, welches als Edukt eingesetzt wird. Hierfür wird Wasser aus einem Intermediate Bulk Container (IBC) oder aus dem Trinkwassernetz bereitgestellt und von der Wasser- aufbereitung entsprechend behandelt. Die Wasserqualität wird dabei durchgehend überprüft.

Um BZ und EL auf optimaler Betriebstemperatur zu halten, ist eine Kühlung der Komponenten notwendig. Diese erfolgt durch Kühlwasser mit einer Temperatur von 15 – 20 °C. Dieses wird durch ein Kühlaggregat temperiert.

Als Edukt für die BZ und zum Betrieb des Wasserstoff-Kompressors wird zudem Druckluft benötigt. Diese wird durch einen luftgekühlten Druckluftkompressor bereitgestellt. Um die Qualität der Druckluft zu gewährleisten, sind geeignete Filter installiert, um insbesondere die Lebensdauer der Membran der BZ zu maximieren.

Elektrisch sind BZ und EL an ein 24 V Gleichspannungsnetz angeschlossen. Dieses wird einerseits durch die BZ versorgt und speist andererseits den EL mit elektrischer Energie. Die Wandlung vom 24 V Gleichspannungsnetz in das 400 V Wechselspannungsnetz erfolgt über einen Umrichter.

Muss die Anlage aufgrund eines Notstromfalls angefahren oder weiterbetrieben werden, steht ein zusätzlicher Batteriespeicher zur Versorgung mit elektrischer Energie bereit. Ein weiterer Vorteil des Batteriespeichers ist, dass die Anlage vor allem bei kurzen, nicht dauerhaften Änderungen der Last besser an einem Betriebspunkt gehalten werden kann. Dadurch lässt sich erreichen, dass ein Betrieb der BZ mit einer nahezu konstanten Leistung möglich ist. Diese und weitere Szenarien sind Teil zukünftiger Untersuchungen.

B. Betriebsarten

Für den späteren Betrieb der Anlage sind die Betriebsarten Stromerzeugung, Wasserstoffherzeugung und Stand-by-Betrieb vorgesehen (siehe TABELLE I). Bei der Betriebsart Stromerzeugung wird der in Druck- und MH-Speicher gelagerte Wasserstoff in der BZ mit Sauerstoff umgesetzt. Hierbei entsteht ein elektrischer Strom, welcher genutzt werden kann, um ein Stromnetz zu versorgen oder zu unterstützen. Die Betriebsszenarien, welche eine Stromerzeugung erfordern, sind Notstrombetrieb, Bereitstellung positiver Regelenergie, positiver Redispatch 2.0, Peakshaving und die Bereitstellung von Blindleistung.

Im Betriebsmodus Wasserstoffherzeugung wird im Elektrolyseur Wasserstoff durch die Aufspaltung von Wasser erzeugt. Der entstehende Wasserstoff kann anschließend im Druck- oder MH-Speicher gelagert werden. Die Erzeugung von Wasserstoff kann vorrangig zwei Zwecken dienen. Der erste Zweck ist ein Bedarf an Wasserstoff, um z. B. die Wasserstoffspeicher aufzufüllen oder die wirtschaftlich günstige Situation eines niedrigen Strompreises zu nutzen. Der zweite Zweck ist die Unterstützung des Stromnetzes, um beispielsweise überschüssige Energie aus dem Stromnetz abzuführen und so das Stromnetz zu stabilisieren. Die Anwendungsszenarien, bei denen dies der Fall ist, sind die Bereitstellung von negativer Regelenergie und der negative Redispatch 2.0.

Eine weitere Betriebsart, die sich allerdings auch auf die anderen beiden Betriebsarten aufteilen lässt, ist das Halten von EL oder BZ im Stand-by-Modus. Hierbei werden die Anlagenteile auf der minimal möglichen Leistung gehalten. Diese Betriebsart hat den Hintergrund, dass sowohl Brennstoffzelle als auch Elektrolyseur zunächst hochgefahren werden müssen, was zusätzliche Zeit in Anspruch nimmt. Durch den Stand-by-Betrieb lässt sich die nötige Leistung vom UBES schneller bereitstellen. Dieser Fall wird vor allem dann angewendet, wenn in einigen Minuten mit einem Bedarf an Wasserstoffproduktion oder Stromerzeugung zu rechnen ist.

TABELLE I: ZUORDNUNG DER ANWENDUNGSSZENARIEN ZUM JEWEILIGEN BETRIEBSMODUS.

	<i>Stromerzeugung</i>	<i>Wasserstoffherzeugung</i>
Notstrom	X	
Positive Regelenergie	X	
Negative Regelenergie		X
Positiver Redispatch	X	
Negativer Redispatch		X
Peakshaving	X	
Blindleistungsbereitstellung	X	
Vorteiliger Strompreis		X
Auffüllen Wasserstofftank		X

C. Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von PEM-BZ und PEM-EL ist abhängig vom Betriebsbereich, in denen die Anlagen betrieben werden. Die PEM-BZ erreicht den maximalen Wirkungsgrad in einem mittleren bis niedrigen Lastbereich. Bei steigender Leistungsabgabe nimmt der Wirkungsgrad zunehmend ab, da es mit steigendem Stromfluss und abfallender Zellspannung zu Verlusten aufgrund von Elektrodenreaktionen und Transportprozessen innerhalb der Zelle kommt [18]. Bei einer idealen Betriebsweise erreichen PEM-BZ Wirkungsgrade von ca. 50 % [19].

Auch ein PEM-EL weist den höchsten Wirkungsgrad bei mittleren bis geringen Leistungen auf. Analog zur PEM-BZ weisen Betriebsbereiche mit besonders hohen und niedrigen Leistungen einen deutlich geringeren Wirkungsgrad auf. Von Sterner und Stadler werden für PEM-EL Wirkungsgrade von 67 % bis 82 % angegeben [20].

Für das geplante UBES wird zunächst angenommen, dass die Wirkungsgrade von BZ und EL in etwa den Mittelwerten der Literaturwerte entsprechen. Somit lässt sich für die BZ ein Wirkungsgrad von ca. 50 % und für den Elektrolyseur ein

Wirkungsgrad von ca. 75 % annehmen, wodurch sich für den Gesamtzyklus ein Wirkungsgrad von ca. 37,5 % ergibt. Dies ist vergleichbar mit dem Gesamtwirkungsgrad von 36,5 %, welchen Kühne et al. mit einem Einzelstrangsystem erreichen konnten [21]. In einem realen Anwendungsfall dürfte der Wirkungsgrad allerdings geringer ausfallen, da nicht davon auszugehen ist, dass die Anlage immer an ihrem optimalen Betriebspunkt betrieben werden kann.

V. ENTWICKLUNG EINES LEITRECHNERS

A. Einleitung

Das Projekt HyReflexS umfasst neben dem Aufbau und Betrieb eines umschaltbaren Brennstoffzellensystems auch den Austausch von Prozessdaten, Steuerbefehlen und Informationen zwischen verschiedenen Akteuren. Zudem ergeben sich aus den in Kapitel III vorgestellten Anwendungsszenarien teilweise gegensätzliche Forderungen, sodass eine Entscheidung über den daraus resultierenden Betriebspunkt vom UBES herbeigeführt werden muss. Das Treffen dieser Entscheidungen soll in einem zentralen Leitreechner erfolgen, der einerseits die technischen Voraussetzungen für den geforderten Datenaustausch bietet und andererseits die Möglichkeit besitzt, die wirtschaftlich optimale Ausnutzung vom UBES unter Betrachtung aller gegebenen Umstände zu treffen.

B. Bestandteile der Netzwerkstruktur

ABBILDUNG 6 zeigt schematisch die Anbindung eines Leitrechners als Schnittstelle zwischen dem UBES, den Leitwarten der assoziierten Partner und weiteren Informationsquellen. Die jeweiligen Bestandteile werden im Folgenden erläutert.

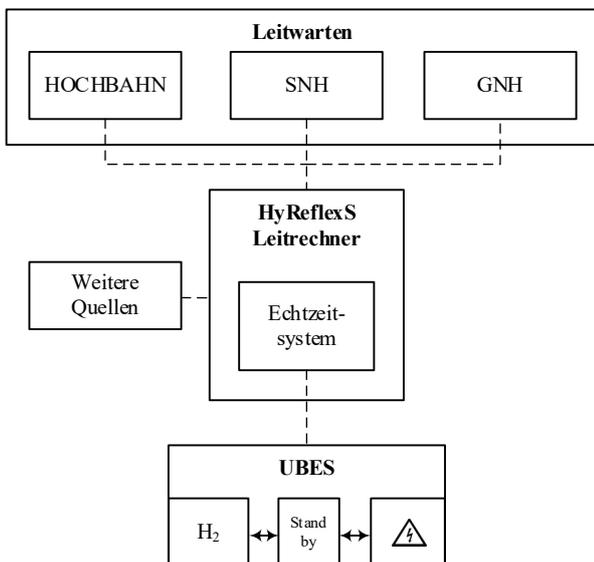


ABBILDUNG 6: ÜBERSICHT DER EINBINDUNG EINES LEITRECHNERS IN DAS GESAMTSYSTEM.

1) Simulierte Leitwarten

Die Leitwarten von der HOCHBAHN, SNH und GNH werden nach Vorgaben der assoziierten Partner modelliert. Grundsätzlich sollen die Leitwarten die Möglichkeit bieten, relevante Ist- und Verlaufsdaten vom UBES zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, Sollwerte vorzugeben. Welche Daten übertragen werden müssen, wird unter Beachtung der Anwendungsszenarien entschieden.

2) Echtzeitsystem

Eine weitere Anforderung an den Leitreechner ist die Einhaltung geforderter Reaktionszeiten im Betrieb. Ein Echtzeitsystem wird deshalb zur Synchronisation der großen Anzahl von Ein- und Ausgangssignalen verwendet, um alle Steuerbefehle in geforderten Zeitfenstern auszuführen. Darüber hinaus sollen Messdaten in ausreichender Auflösung zur Auswertung aufgezeichnet werden. Das Echtzeitsystem wird außerdem für die Simulation des elektrischen Netzes verwendet [22].

3) UBES

Aus Sicht des Leitrechners kann das UBES als Anlage betrachtet werden, welche lediglich über die drei Zustände Wasserstoffproduktion, Stromproduktion und Stand-by verfügt. Die Entscheidung, in welchem Zustand sich die Anlage befindet, kann einerseits manuell an der Anlage und andererseits ferngesteuert durch den Leitreechner erfolgen. Dabei werden entsprechende Stellgrößen an das UBES übermittelt.

4) Weitere Informationsquellen

Um die Anlage wirtschaftlich zu betreiben, müssen insbesondere zur prädiktiven Anlagensteuerung weitere Informationen zur Verfügung gestellt werden. Diese können neben aktuellen Strom- und Wasserstoffpreisen auch beispielsweise Wettervorhersagen umfassen. Die Daten können dabei aus frei verfügbaren Quellen des Internets stammen oder von weiteren Partnern zur Verfügung gestellt werden.

5) Vernetzung

Die physische Vernetzung zwischen den Leitwarten, dem Leitreechner und dem UBES erfolgt über eine Ethernet-Verbindung. Darüber hinaus muss über die Verwendung von entsprechenden Datenprotokollen entschieden werden. Das in der Automatisierungsindustrie weit verbreitete Protokoll Modbus ist dafür ebenso interessant wie der sich immer weiter etablierende Standard Open Plattform Communications Unified Architecture (OPC UA) [23]. Die Anforderungen an die Geschwindigkeit der Datenübertragung, als auch die Masse von Daten, die übertragen werden müssen, werden fester Bestandteil zukünftiger Untersuchungen sein.

DANKSAGUNG

Das Projekt HyReflexS wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (FKZ: 03EI3020A). Wir danken unseren Projektpartnern vom Institut für Werkstofftechnik an der Helmut-Schmidt-Universität, dem Helmholtz-Zentrum Hereon und Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG für die enge Zusammenarbeit und die Bearbeitung weiterer Teilprojekte. Weiterhin gilt unser Dank den assoziierten Partnern Hamburger Hochbahn AG, Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH.

LITERATUR

- [1] Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Zugriff am: 1. Oktober 2021].
- [2] Fraunhofer ISE, „Wo steht die Energiewende in Deutschland? Und wie lässt sie sich erfolgreich fortsetzen?“, Berlin, 9. Mai 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/wo-steht-die-energiewende-in-deutschland-und-wie-laesst-sie-sich-erfolgreich-fortsetzen.html>. [Zugriff am: 1. Oktober 2021].

- [3] Fraunhofer, *Barometer der Energiewende 2020*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer_2020.html (Zugriff am: 1. Oktober 2021).
- [4] J. Bellosta von Colbe *et al.*, *Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919302368/pdf?md5=72d05b1e1cac5cd95e20db9f14f6cd72&pid=1-s2.0-S0360319919302368-main.pdf>
- [5] K. Boblenz, V. Frank und B. Meyer, „Energy system analysis for evaluation of sector coupling technologies“, *Fuel*, Jg. 254, S. 115658, 2019, doi: 10.1016/j.fuel.2019.115658.
- [6] Hamburger Hochbahn AG, *Neue Busbetriebshöfe*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hochbahn.de/de/projekte/neue-busbetriebshoefe> [Zugriff am: 5. Oktober 2021].
- [7] Hamburger Hochbahn AG, *E-Busse für Hamburg*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hochbahn.de/de/projekte/e-busse-fuer-hamburg> [Zugriff am: 5. Oktober 2021].
- [8] L. Viernstein und R. Witzmann, „Umsetzbarkeit und Auswirkungen von Peakshaving für Stromkunden in der Nieder- und Mittelspannungsebene“, *16. Symposium Energieinnovation*, 2020.
- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Webinar: Redispatch 2.0: Basisdatenlieferung und Abrufprozesse (Teil 1)“, 5. Okt. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/veranstaltungen/redispatch-20-basisdatenlieferung-und-abrufprozesse-teil-1/>
- [10] Stromnetz Hamburg, *Stromnetz Hamburg: Unser Unternehmen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromnetz-hamburg.de/ueber-uns/unternehmen> [Zugriff am: 30. Oktober 2021].
- [11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Webinar: Redispatch 2.0: Betriebliche Umsetzung beim Netzbetreiber (Teil 2)“, 5. Okt. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/veranstaltungen/redispatch-20-betriebliche-umsetzung-beim-netzbetreiber-teil-2/>
- [12] Bundesnetzagentur, *Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen*. Bonn, 2021.
- [13] LEW Verteilnetz GmbH, *Connect+ – Ein Netzbetreiberprojekt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://netz-connectplus.de/> (Zugriff am: 1. Oktober 2021).
- [14] Gasnetz Hamburg GmbH, *Über Gasnetz Hamburg*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/gasnetz-hamburg-gmbh> [Zugriff am: 1. Oktober 2021].
- [15] Gasnetz Hamburg GmbH, *Veröffentlichung Gasbeschaffenheit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gasnetz-hamburg.de/fuer-unternehmen/netzzugang-nutzung/netzbezogene-daten> [Zugriff am: 1. Oktober 2021].
- [16] W. Blanke, *Thermophysikalische Stoffgrößen: Mit 334 Tabellen*. Berlin: Springer, 1989.
- [17] R. Hankers, S. Best, C. Cosse und D. Schulz, „Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung“, *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Jg. 2019, Band 1, S. 116–121, 2019.
- [18] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [19] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [20] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [21] P. Kühne, M. Wenske, M. Heuer und M. Wolter, *Unitized reversible PEM fuel cells for flexible electrical energy storage*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag, 2017.
- [22] T. I. Strasser, E. C. W. de Jong und M. Sosnina, *European Guide to Power System Testing*. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [23] G. Wellenreuther und D. Zastrow, *Automatisieren mit SPS - Theorie und Praxis: Programmieren mit STEP 7 und CoDeSys, Entwurfsverfahren, Bausteinbibliotheken ; Beispiele für Steuerungen, Regelungen, Antriebe und Sicherheit ; Kommunikation über AS-i-Bus, PROFIBUS, PROFINET, Ethernet-TCP/IP, OPC WLAN ; mit 108 Steuerungsbeispielen und 8 Projektierungen*, 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.

Optimierte Netzanschlussbewertung von Erneuerbaren Energieanlagen durch die Bewertung von Oberschwingungsemissionen mittels zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanzmessungen

Johannes Schröder*, Marc Florian Meyer, Patrick Möbius und Detlef Schulz
 Professur für Elektrische Energiesysteme
 Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *johannes.schraeder@hsu-hh.de

Kurzfassung – Zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs und zum Schutz der Endverbraucheranlagen am öffentlichen Stromnetz muss eine in Normen definierte Spannungsqualität sichergestellt werden. Aus diesem Grund regeln die VDE AR-N-4110 (TAR Mittelspannung) und VDE AR-N-4120 (TAR Hochspannung) den Anschluss von erneuerbaren Energieanlagen auf der jeweiligen Spannungsebene. Konservative Rechenvorschriften in diesen Normen können fälschlicherweise zu Entscheidungen zu Ungunsten von Anlagenbetreibern oder der Netzqualität führen.

In diesem Artikel sollen die bestehenden Vorschriften erläutert und alternative messtechnisch gestützte Verfahren zur realitätsnahen Netzanschlussbewertung aufgezeigt werden.

Stichworte – Netzqualität, Spannungsqualität, Netzimpedanz, Netzanschlussbewertung, Impedanzspektroskopie

NOMENKLATUR

AN	Anschlussnehmer
$\cos \varphi$	Verschiebungswinkel
EEA	Erneuerbare Energieanlagen
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
I_A in A	aus der Anschlussleistung berechneter Anlagenstrom
I_h in A	Einheitenüberschwingungsstrom
I_{hA} in A	Anzunehmender Anlagenüberschwingungsstrom
I_n in A	Nennstrom
k_B	Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
k_E	Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
k_S	Anteil der Speicheranlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators

k_v	Resonanzfaktor für Harmonische der Ordnungszahl v
NB	Netzbetreiber
NVP	Netzverknüpfungspunkt
P_{Emax} in kVA	Maximale Leistung der vom Kunden geplanten EZE
p_v	Proportionalitätsfaktor für Harmonische der Ordnung v
$p_{vf v}$	Vereinfachter Proportionalitätsfaktor für Harmonische der Ordnung v
S_A in kVA	Anschlussnennscheinleistung der Kundenanlage (EZA)
S_{Amax} in kVA	Theoretisch maximale eingespeiste Scheinleistung
S_{kV} in kVA	Kurzschlussleistung des Netzverknüpfungspunktes
TAR	Technische Anschlussregeln
TR	Technische Richtlinien
U_n in V	Nennspannung
VDE	Verband der Elektrotechnik

I. EINFÜHRUNG

In dem Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 wird ein Anteil von 80 % erneuerbare Energie am Bruttostromverbrauch bis 2050 als Ziel formuliert [1]. Um dieses Ziel zu erreichen, muss aufgrund der Dezentralisierung der Energieversorgung, neben dem Ausbau der Anzahl Erneuerbarer Energieanlagen (EEA), auch ein Ausbau des Netzes stattfinden. Um diesen Ausbau des Netzes möglichst effizient zu gestalten und damit Kosten einzusparen, bietet die Messung der Netzimpedanz, als faktische Grundlage der Auslegung, eine Menge Potenzial im Vergleich zur herkömmlichen, eher konservativen Praxis [2]. Denkbare Verfahren zur Ausnutzung dieses Potenzials zu beschreiben, ist Thema dieses Artikels.

II. METHODISCHE VORGEHENSWEISE

Zunächst wird betrachtet, wie in der Praxis der Einfluss erneuerbarer Energien auf das Oberschwingungsverhalten am Netzverknüpfungspunkt (NVP) bewertet wird. Hierzu werden die geltenden Normen vorgestellt und die Anwendung der bestehenden Rechenvorschriften erläutert. Es wird dargelegt, wie durch eine konservative und vereinfachte Abschätzung der Grenzwerte für Oberschwingungsströme Fehleinschätzungen entstehen können und wie durch eine verbesserte Informationsgrundlage mittels zeit- und frequenzabhängiger Netzimpedanzmessung hier nachgebessert werden kann. Anschließend wird aufgezeigt, welche Rahmenbedingungen notwendig sind, damit sich dieses Verfahren in der Praxis eignet.

In den Forschungsprojekten Netzharmonie und NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende wurden Messungen an verschiedenen NVPs auf der Mittelspannungsebene durchgeführt. Verwendet wurde dabei das in der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität entwickelte und in Dissertationen [2], [3] & [4] ausführlich beschriebene Messgerät. Die in den Messreihen gesammelten Erfahrungen begründen das Verfahren.

III. STAND DER TECHNIK

Die Einspeisekapazität wird primär durch zwei Faktoren eingeschränkt: Zulässige Spannungsänderung und zulässige Oberschwingungsstromemission [2]. In diesem Artikel wird primär die Bewertung erneuerbarer Erzeugungsanlagen (EZA) und ihr Beitrag an den Oberschwingungsemissionen im Netz behandelt.

A. Relevante Normen und Richtlinien zur Bewertung von Oberschwingungseigenschaften elektrischer Anlagen und Netze

In TABELLE I werden die verschiedenen Normen und Technischen Richtlinien sowie deren Anwendungsbereiche dargestellt. Die beiden VDE-Normen, VDE AR-N 4110 und 4120, sind dabei für ihre jeweilige Spannungsebene Schlüsselnormen. Im Folgenden wird sich, wenn nicht explizit eine andere Norm genannt wird, bei Ausführungen zur TAR auf die für die Mittelspannungsebene gültige VDE AR-N 4110 bezogen. Bei der TAR handelt es sich um eine Norm, welche als Standard für Netzbetreiber gilt, wenn es um die praktische Umsetzung von Anschlussverfahren und den Betrieb von elektrischen Anlagen am öffentlichen Mittelspannungsnetz geht. Die TAR bildet in ihrer Funktion dabei die Schnittstelle zur Bewertung der in der DIN EN 50160 geforderten Einhaltung von Grenzwerten der Netzqualität in elektrischen Netzen und den in Technischen Richtlinien der FGW TR 3, 4 und 8 beschriebenen Verfahren zur Zertifizierung von Erzeugungseinheiten und -anlagen.

B. Anschlussplanungsverfahren nach VDE AR-N 4110

In der ABBILDUNG 1 wird schematisch das in der TAR beschriebene Anschlussplanungsverfahren bis zur Feinplanung dargestellt. Eine erste Bewertung der Netzurückwirkungen und damit auch der Effekte der neu anzuschließenden EZE auf das Netz findet in dem Prozessschritt der *Grobplanung* statt.

TABELLE I: Zur Netzanschlussbewertung von EZA gültige Normen und Technische Richtlinien der DIN, VDE und FGW [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12].

Anwendungsbereich	Mittelspannung	Hochspannung
Vorgabe für Merkmale der Versorgungsspannung an Übergabestellen zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen.	DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	
Vorgabe für Geräte und Verfahren zur Messung von Parametern der Spannungsqualität im Frequenzbereich bis 9 kHz, bei einer vereinbarten Grundfrequenz von 50/60 Hz	VDE 0847-4-7^a Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	VDE 0847-4-30 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
Technische Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen an einem Netzan-schlusspunkt eines Netz der allgemeinen Versorgung	VDE AR-N 4110 TAR Mittelspannung	VDE AR-N 4120 TAR Hochspannung
Technische Richtlinie zur Messung und zum Test der elektrischen Eigenschaften von EZE und EZA	FGW TR 3, 4 & 8 Bestimmung elektrischer Eigenschaften, Anforderungen an Modellierung und Validierung, Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften	

^aVerweis auf Grenzwerte der IEC 61000-3-2 [7], bzw. VDE 0838-2-2 (Anwendungsbereich: Betriebsmittel Niederspannung) [13].

Dabei wird mit den Plangrößen aus den Antragsunterlagen des Anschlussnehmers eine Beurteilung, über die Anschlussfähigkeit an mögliche NVPs und eventuelle notwendige Netzausbaumaßnahmen durchgeführt [5].

C. Betrachtung der örtlichen Netzverhältnisse

Die Betrachtung der örtlichen Netzverhältnisse beruhen auf den Rechenvorschriften in Kapitel 5 der TAR.

1) *Bemessung der Netzbetriebsmittel*: Die TAR sieht dabei vor, dass mit der maximalen Leistung der vom Kunden geplanten EZE P_{Emax} (bestimmt nach FGW TR 3) und dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Verschiebungswinkel $\cos \varphi$ die theoretisch maximal eingespeiste Scheinleistung S_{Amax} im Betrieb bestimmt wird [5]. Anschließend werden die Bemessungsleistungen der Netzbetriebsmittel mit diesem Wert verglichen. Diese müssen größer als S_{Amax} sein [5].

$$S_{Amax} = \frac{\sum P_{Emax}}{\cos \varphi} \quad (1)$$

Umgekehrt lassen sich Obergrenzen für S_{Amax} und P_{Emax} bestimmen, indem zunächst die Bemessungsleistung der

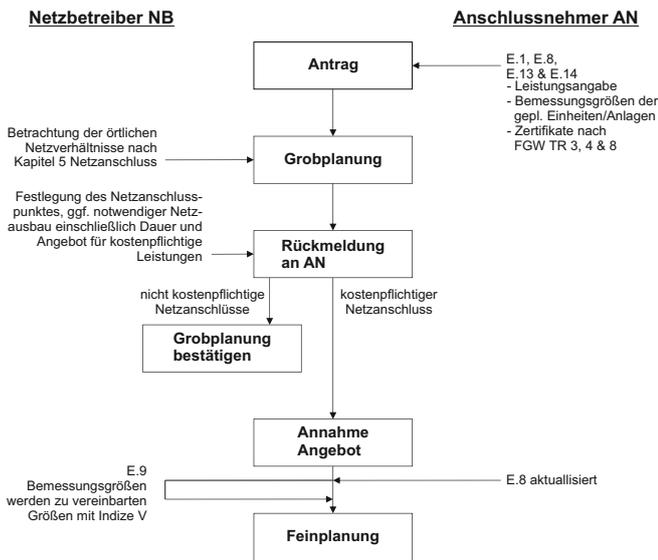


ABBILDUNG 1: Schematische Darstellung des Anschlussplanungsverfahrens von Erzeugungsanlagen auf der Mittelspannungsebene nach VDE AR-N 4110

Netzbetriebsmittel betrachtet wird. Ausgehend von der niedrigsten Bemessungsleistung aller relevanten Betriebsmittel und des Verschiebungswinkel $\cos \varphi$ können dann die Obergrenzen für die Scheinleistung des NVPs und der Wirkleistung der EZE festgelegt werden. Eine Betrachtung der Oberschwingungsemission ist sinnvoll im Bereich von 0 MVA bis zur maximalen Leistung S_{Amax} .

2) *Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische*: Die maximal zulässigen Oberschwingungsströme I_{vzul} einer Kundenlage werden durch den Netzbetreiber in Abhängigkeit von der Anschlussleistung der Kundenanlage und einer Vereinfachung der Gegebenheiten am Netzverknüpfungspunkt mittels folgender Rechenvorschrift vorgegeben:

$$I_{vzul} = \frac{p_v}{1000} \cdot \frac{1}{k_v} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \cdot I_A \quad (2)$$

Berücksichtigte Einflussgrößen der geplanten Anlage:

- S_A Anschlussleistung der Kundenanlage
- I_A aus der Anschlussleistung berechneter Anlagenstrom

Berücksichtigte Einflussgrößen des Netzanschlusspunkts:

- S_{kV} Kurzschlussleistung des Netzverknüpfungspunktes
- p_v Proportionalitätsfaktor für Harmonische der Ordnung v
- k_v Resonanzfaktor für Harmonische der Ordnungszahl v
- k_B Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
- k_E Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
- k_S Anteil der Speicheranlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
- $p_{vf v}$ Vereinfachter Proportionalitätsfaktor für Harmonische der Ordnung v

Vereinfachung nach VDE AR-N 4110:

$$I_{vzul} = \frac{p_{vf v}}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \cdot I_n \quad (3)$$

Die auf diese Weise bestimmten Grenzwerte für Oberschwingungsströme jeder Ordnung v können dann mit den EZE spezifischen Angaben im Prüfbericht nach FGW TR 3 und 8 abgeglichen werden.

Im Prüfbericht zur Zertifizierung von Erzeugungseinheiten (EZE) nach FGW TR 3 wird für jede ganzzahlige Ordnung zwischen 2 und 50 ein in Abhängigkeit vom jeweiligen Wirkleistungsbin P_{bin} bestimmter Einheitenüberschwingungsstrom I_h , bezogen auf den Nennstrom I_n der Einheit, angegeben [9]. Da es sich um eine Grenzwertbetrachtung handelt, ist vor allem die letzte Spalte bei maximaler Einheitenwirkleistung von Bedeutung. Der Oberschwingungsstromanteil der EZA I_{hA} wird als Summe der Oberschwingungsströme der EZE angenommen. Damit ergibt sich ein anzunehmender Oberschwingungsstrom für jede Ordnung v jeweils mit:

$$I_{hA} = \frac{I_h}{I_n} \cdot \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4)$$

- I_{hA} Anzunehmender Anlagenüberschwingungsstrom
- I_h Einheitenüberschwingungsstrom
- I_n Nennstrom
- S_A Nennscheinleistung EZA
- U_n Nennspannung

IV. OPTIMIERUNGSPOTENTIAL DURCH NETZIMPEDANZMESSUNG

Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, die Anforderungen an die Versorgungsqualität (power quality) der DIN EN 50160 für ihr Verteilnetz zu erfüllen. Versorgungsqualität setzt sich zusammen aus der Verfügbarkeit der Energie und der Spannungsqualität. Die wichtigsten Parameter zur Bewertung der Spannungsqualität sind die Spannungshöhe, die Frequenz, die Kurvenform und die Netzzrückwirkungen. Um den Anforderungen an die Spannungsqualität in Hinblick auf die Oberschwingungsemissionen (Teil der Netzzrückwirkungen) zu genügen, bedienen sich die Netzbetreiber der Rechenvorschriften der TAR.

A. Abbildungsfehler der bisherigen Bewertungsverfahren

Die Logik hinter der Rechenvorschrift der TAR zur Bestimmung einer Oberschwingungsstromgrenze für neu anzuschließende EZE ist vereinfacht folgende:

Bei einer gegebenen Impedanz im Netz Z_N und einem durch die EZE in das Netz eingespeisten Oberschwingungsstrom I_h resultiert, nach ohmschen Gesetz, für andere Verbraucher im Netz eine Verzerrung der Spannung U_{Ih} (Oberschwingungsspannungen). Die DIN EN 50160 schreibt fest, wie hoch die zulässigen Oberschwingungsspannungen im Netz an jedem Netzanschlusspunkt sein dürfen. Einspeisende Anlagen werden in den Technischen Richtlinien der FGW in Bezug auf ihren Einfluss auf die Oberschwingungsanteile im Netz als Stromquelle angesehen [TR 3, 4 & 8]. Das bedeutet,

jede Erzeugungseinheit (EZE) trägt durch ihren spezifischen Oberschwingungsstrom zur Netzbelastung bei. Die TAR Mittelspannung gesteht nun jeder EZE einen gewissen Beitrag an den Oberschwingungen im Netz zu. Wie groß dieser Anteil für die jeweilige neu anzuschließende EZE sein darf, wird mit der Rechenvorschrift 2 festgelegt und anschließend mit den Werten aus dem Zertifizierungsprotokoll nach FGW TR 8 der EZE abgeglichen.

Hierbei kann es allerdings bei der Bewertung mittels Rechenvorschrift 2 zu einem Abbildungsfehler kommen, also einer Abweichung zwischen der aus dem zulässigen eingespeisten Oberschwingungsstrom I_{vzul} resultierenden Oberschwingungsspannung und der tatsächlich zulässigen Oberschwingungsspannungen U_{vzul} der Norm EN 50160. Diese Abweichung resultiert aus begrenzten Informationen der Gegebenheiten am NVP und einer damit begründeten vereinfachten Darstellung in Rechenmodellen. Statt einer konkreten Betrachtung der Netzimpedanz Z_N am NVP werden die Auswirkungen eines eingespeisten Oberschwingungsstroms auf das Netz durch die Kurzschlussleistung S_{KV} des überlagerten Hochspannungsnetzes und die Anteilfaktoren k_B , k_E und k_S , welche die verschiedenen Leistungsanteile des Mittelspannungsnetzes auf den Übertragungstransformator normieren, abgeschätzt. Über die Korrekturfaktoren p_v und k_v findet dann noch eine allgemeine Korrektur statt, welche vom geplanten NVP unabhängig für alle Anschlusspunkte gleich gilt.

B. Ansatz des messtechnisch gestützten Bewertungsverfahrens

Durch eine verbesserte Informationsgrundlage soll der Einfluss des eingespeisten Oberschwingungsstroms I_h auf die Oberschwingungsspannungen genauer abgeschätzt und damit eine effizientere Auslastung der Grenzwerte ermöglicht werden. Das folgende Verfahren beruht darauf, dass die messtechnisch bestimmten Impedanzen das Systemverhalten am NVP korrekt beschreiben.

Die DIN EN 50160 schreibt Grenzwerte zur Sicherung der Netzqualität fest. Diese Mindestqualität ist vom Versorger zu garantieren. Darüber hinaus können Kunden zusätzliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber treffen, falls sie eine höhere Netzqualität benötigen. Die Anforderungen an die Oberschwingungsspannungen unter Betriebsbedingungen sind für den Zeitraum einer Woche definiert. Die TABELLE II gibt dabei Grenzwerte für 95 % der 10-Minuten-Effektivwerte jeder individuellen Oberschwingungsspannung vor. Diese sind einzeln für Werte bis zur 25. Ordnung definiert. Darüber hinaus können Resonanzen höhere Spannungen verursachen, allerdings gilt ein Total Harmonic Distortion (THD) bis zur 40. Ordnung der Versorgungsspannung. Das bedeutet die Summe aller Oberschwingungen bis einschließlich zur 40. Ordnung muss kleiner oder gleich 8 % betragen [12].

Die in der DIN EN 50160 festgelegten Grenzwerte für die Oberschwingungsspannung sind zwingend einzuhalten. Bei Kenntnis der bereits vorhandenen Oberschwingungsbelastung kann die noch darüber hinaus zulässige Oberschwingungsemission neuer EZA, im Folgenden als U_{hzul} bezeichnet, am NVP bestimmt werden.

Wird nun die frequenzabhängige Netzimpedanz Z_N am NVP bestimmt, kann nach Ohmschen Gesetz ein absoluter Grenzwert für den noch zulässigen Oberschwingungsstrom I_{habs} bestimmt werden.

TABELLE II: Grenzwerte der individuellen Oberschwingungsspannungen an den Anschlusspunkten, in Prozent der Grundspannung nach DIN EN 50160 [12].

Ordnung v	Relative Amplitude U	Ordnung v	Relative Amplitude U
2	2,0 %	14	0,5 %
3	5,0 %	15	0,5 %
4	1,0 %	16	0,5 %
5	6,0 %	17	2,0 %
6	0,5 %	18	0,5 %
7	5,0 %	19	1,5 %
8	0,5 %	20	0,5 %
9	1,5 %	21	0,5 %
10	0,5 %	22	0,5 %
11	3,5 %	23	1,5 %
12	0,5 %	24	0,5 %
13	3,0 %	25	1,5 %

HINWEIS: Keine Angaben für OS einer Ordnung oberhalb 25, da diese gewöhnlich klein, aber aufgrund von Resonanzeffekten äußerst unvorhersehbar sind.

$$I_{habs} = \frac{U_{hzul}}{Z_N} \tag{5}$$

C. Gegenüberstellung der Verfahren

Der Mehrwert der Netzimpedanzmessung ergibt sich dort, wo der Abbildungsfehler zwischen den Rechenmodellen der TAR und den tatsächlichen Gegebenheiten im Netz am größten wird. Grundsätzlich sind zwei Arten von Fehleinschätzungen vorstellbar.

Fehler 1. Art (Potentialverlust): Die Vorgaben der TAR bezogen auf den Oberschwingungsstrom sind strenger als die Vorgaben der DIN EN 50160 und ihre Grenzwerte für die Oberschwingungsspannungen. Anlagen bekommen zunächst keine Anschlussgenehmigung, es sei denn es werden teure Netzausbaumaßnahmen durchgeführt. Die Netzimpedanzmessung könnte als kostengünstige Alternative und zur effizienteren Netzauslastung dienen.

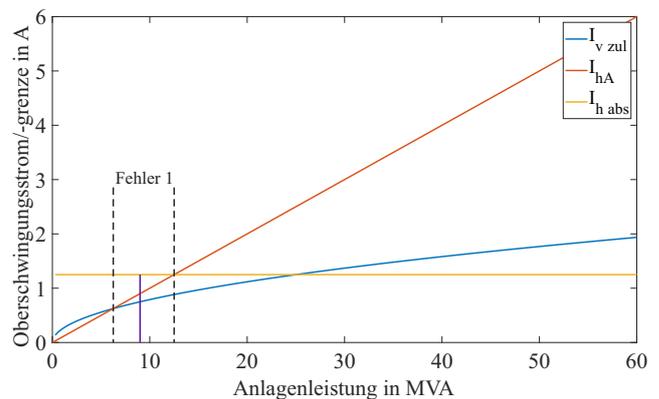


ABBILDUNG 2: I_{vzul} : Nach VDE AR-N 4110 zulässiger Oberschwingungsstrom, I_{hA} : Durch die neue EZA eingespeister Oberschwingungsstrom (nach FGW TR3), I_{habs} : Möglicher Oberschwingungsstrom bei Kenntnis der Netzimpedanz.

In ABBILDUNG 2 wird der Potentialverlust aufgrund des Fehler 1. Art graphisch erläutert. Dargestellt werden die Grenzwerte für eine Ordnung v. Eine EZA, bestehend aus drei

EZE mit jeweils einer Leistung von 3 MVA, könnte an diesem 20kV-Netzanschlusspunkt mit einer Kurzschlussleistung von 2500 MVA, gemessen an dem Kriterium des zulässigen Oberschwingungsstrom der TAR (blau), nicht ohne weiteres angeschlossen werden. Betrachtet man allerdings die am NVP gemessene Impedanz und die nach DIN EN 50160 noch zulässige Oberschwingungsspannungsemission, ergibt sich ein etwas höherer Grenzwert (gelb), welcher einen Anschluss der Anlage (rot) zulässt.

Fehler 2. Art (Überschätzung): Die Vorgaben der DIN EN 50160 sind strenger als die der TAR. Es findet eine potentielle Unterschätzung der Netzimpedanz im höheren Frequenzbereich statt, sodass die TAR eine Oberschwingungsstrombelastung zulässt, welche eine zu hohe Oberschwingungsspannung erzeugen wird. Die Spannungsqualität wird nicht gehalten. Negative Folgen könnten bei Verbrauchern entstehen. Eine Nachrüstung von Filteranlagen wäre notwendig.

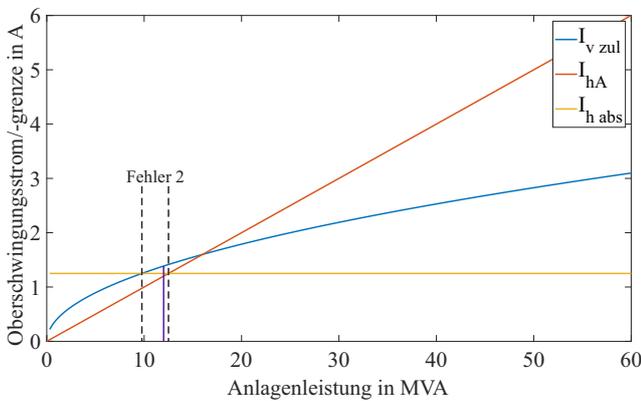


ABBILDUNG 3: $I_{v\text{ zul}}$: Nach VDE AR-N 4110 zulässiger Oberschwingungsstrom, I_{hA} : Durch die neue EZA eingespeister Oberschwingungsstrom (nach FGW TR3), $I_{h\text{ abs}}$: Möglicher Oberschwingungsstrom bei Kenntnis der Netzimpedanz.

In ABBILDUNG 3 wird der Fehler 2. Art, die Überschätzung der Anschlussleistung für eine Frequenz, graphisch erläutert. Dargestellt werden die Grenzwerte für eine Ordnung v . Eine EZA, bestehend aus vier EZE, könnte an diesem NVP, gemessen am Kriterium des zulässigen Oberschwingungsstroms der TAR (blau), angeschlossen werden. Betrachtet man allerdings die am NVP gemessene Impedanz und die nach DIN EN 50160 noch zulässige Oberschwingungsspannungsemission ergibt sich ein etwas niedrigerer Grenzwert (gelb).

Es ist daher zu vermuten, dass der Anschluss einer vierten EZE zu einer Überschreitung der durch die DIN EN 50160 vorgeschriebenen Oberschwingungsspannungsgrenzen führen wird. In diesem Fall müssten nachträglich Filteranlagen installiert werden, welche ohne Kenntnis der Netzimpedanz nicht mit kalkuliert wären.

D. Einbindung des neuen Bewertungsverfahrens in den Bewertungsprozess

ABBILDUNG 4 stellt eine Erweiterung des bestehenden Prozesses aus ABBILDUNG 1 nach TAR dar. Durch die

optionale Erweiterung des Prozesses nach dem Prozessschritt der Rückmeldung des NB an den AN sollen in erster Linie *Potentialverluste* vermieden werden.

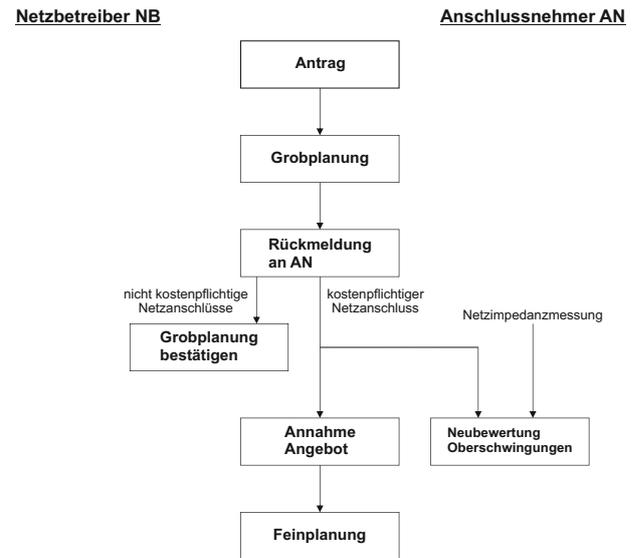


ABBILDUNG 4: Schematische Darstellung der Einbindung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanzmessung in das Anschlussplanungsverfahren von Erzeugungsanlagen auf der Mittelspannungsebene nach VDE AR-N 4110.

Da bei der Bewertung mittels Netzimpedanz keine Gewichtung der Anlagengröße erfolgt, sollte diese Methode in der Praxis immer erst bei Grenzbetrachtungen zum Einsatz kommen, wenn ein Anschluss andernfalls verwehrt bleiben würde oder nur mit teuren Ausbaumaßnahmen zu realisieren ist.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Netzimpedanzmessung bietet Potential zur Optimierung des Netzanschlussverfahrens, verbessert die Kenntnis des NVPs und stellt eine kostengünstige Alternative zu zeit- aufwendigen, vermeidbaren Netzausbaumaßnahmen dar. Das absolute Potential lässt sich allerdings aufgrund fehlender Verfahren noch nicht abschließend quantitativ bewerten. Die Bedeutung der Überschätzung von Netzanschlussleistungen könnte durch eine statistische Auswertung der Notwendigkeit einer Filteranlagen nachrüstung abgeschätzt werden. Zur Identifikation von kritischen Anschlusspunkten mit einer hohen Wahrscheinlichkeit des Potentialverlustes ist eine Abschätzung durch die Methodik der Fehlerfortpflanzung möglich. Dadurch könnten Charakteristiken identifiziert werden, unter welchen Umständen, die Abweichung zwischen DIN EN 50160 und der TAR besonders groß und damit Einsparungspotential durch eine Messung besonders interessant wird.

Zusätzlich ist es notwendig umfangreiche Messkampagnen weiter auszuwerten, um die Rahmenbedingungen für den Einsatz dieses Bewertungsverfahrens genau zu kennen. Es ist noch zu klären, wie viele und zu welchen Zeitpunkten Messungen, an einem NVP notwendig sind, um ein adäquates Model zur Vorhersage von Oberschwingungsspannungsemissionen zu erhalten. Entscheidend ist dabei vor allem die Zeitabhängigkeit der Impedanz, da auch unter ungünstigen

Bedingungen die Spannungsqualität gesichert sein soll. Ebenfalls von Bedeutung ist das reale Verhalten von EZA am Netz, inwieweit die nach FGW TR 3 akquirierten Kenngrößen zur Modellierung herangezogen werden können.

LITERATUR

- [1] BMWi und BMU, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin: BMWi, BMU, 2010
- [2] T. T. Do, Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene, 2014 VDE Verlag, ISBN 978-3-8007-3633-1
- [3] H. Langkowski, Netzimpedanzmessung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zur verbesserten Netzintegration Erneuerbarer Energieanlagen, 2015 VDE Verlag, ISBN 978-3-8007-4120-5
- [4] M. Jordan, Untersuchung von Methoden zur Identifikation der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz, Hamburg 2016, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
- [5] VDE AR-N 4110, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), November 2018
- [6] VDE AR-N 4120, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), November 2018
- [7] VDE 0847, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren-Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten, Dezember 2009
- [8] VDE 0847, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren-Verfahren zur Messung der Spannungsqualität, Januar 2016
- [9] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, TEIL 3 (TR3), Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz
- [10] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, TEIL 4 (TR4), Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen
- [11] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, TEIL 8 (TR8), Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten
- [12] DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Februar 2002
- [13] VDE 0838-2, Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom ≤ 16 A je Leiter), Dezember 2019

Digitalisierte, flugmobile Inspektion und Netzdatenerfassung mit automatisierten Drohnen – DNeD

Hema Hanifa Rani Mukka*, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *mukkah@hsu-hh.de

Alexander Schulzke*, Joachim Horn
Professur für Regelungstechnik
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *alexander.schulzke@hsu-hh.de

Kurzfassung – Dieser Beitrag soll das Projekt DNeD vorstellen, welches durch das „dtec.bw“ [1] finanziert wird. Das Ziel dieses Projektes ist es, ein intelligentes, flugfähiges System, welches automatisch einen Sensor zum Messen von elektrischen Zuständen im Mittel- und Hochspannungsbereich an einer Hochleitung anbringen kann, zu erforschen und zu testen. Nach einem einleitenden Überblick über die Projektziele werden im zweiten Kapitel Aufbau und Gesamtpaket eines Sensormoduls beschrieben, welches für eine sichere Befestigung und den Kontakt zur Freileitung sorgt. Des Weiteren wird die Integration eines optischen Sensors für den „drop-off“-Prozess und eine vollständige Simulation aller Hardwarekomponenten aufgezeigt. Im dritten Kapitel werden die Probleme und Ansätze für den Bau eines für den Einsatz in diesem Projekt geeigneten unbemannten Luftfahrzeuges (UAV) veranschaulicht. Die größte Herausforderung dabei ist der Einfluss des elektromagnetischen Feldes der Leiter. Weiterhin werden die Anforderungen an die Hardware und die Entwicklung von benötigten Komponenten beschrieben. Das vierte Kapitel fasst die Anforderungen an die Missionsplanung für das Projekt zusammen. Beginnend mit einer Beschreibung der benötigten Simulationsumgebung behandelt das Kapitel auch erste Ideen zu Sensorfusion, Bahnplanung und Flugsteuerung. Dabei wird für die Flugsteuerung ein erster entsprechender Regelansatz vorgestellt.

Stichworte – DTEC, DNeD, UAV, Netzimpedanz, Drohne, Pockels-Effekt

NOMENKLATUR

D in Ns/m	Dämpfung
DNeD	Digitalisierte, rechtssichere und emissionsarme flugmobile Inspektion und Netzdatenerfassung mit automatisierten Drohnen
dtec.bw	Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr
e_z	Einheitsvektor in z-Richtung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
F	Schubkraft des Kopters
g in m/s ²	Erdbeschleunigung
HiL	Hardware in the Loop

J in kg m ²	Trägheitsmatrix des Multikopters
m in kg	Masse
MPC	Modellprädiktive Regelung (Engl. für Model Predictive Control)
p in m	Position
R_{BI}	Rotationsmatrix für die Überführung von körperfesten Koordinaten des Multikopters in Inertiale
RET	Professur für Regelungstechnik an der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg
UAV	Unbemanntes Luftfahrzeug (Engl. für Unmanned Aerial Vehicle)
z_I	Ausrichtung der z-Achse des Multikopters
τ	Stellmoment der Rotationsmatrix R_{BI}
ω_B^{IB}	Winkelgeschwindigkeit der Rotationsmatrix R_{BI}

I. EINLEITUNG

Ziel des Projekts DNeD ist es, zum einen ein autonomes flugfähiges System zu entwickeln, welches befähigt ist, einen Sensor zur Erfassung elektrischer Größen im Mittel- und Hochspannungsnetz auf einer bestromten Freileitung abzusetzen. Dies soll unter den vorherrschenden Randbedingungen wie Wind und Leitungsführung möglich sein. Des Weiteren sollen alle relevanten Daten für einen Operator in aufbereitet in einem Leitstand sichtbar sein. Außerdem soll das Flugsystem eine hohe Ausfallsicherheit aufweisen, um Unfälle zu vermeiden. Dies alles soll erreicht werden, indem vorhandene Flugplattformen adaptiert und mit einer eigens entwickelten Absetzvorrichtung versehen werden. Weiterhin soll eine Reglerarchitektur adaptiert, implementiert und validiert werden, die das System zu einem eigenständigen Absetzen befähigt.

Zum anderen soll dieser Sensor flugtauglich für den Einsatz in starken elektrischen Feldern entwickelt werden. Für Design und Entwicklung des Sensors im Hinblick auf die Nutzung an Freileitungen müssen die generellen Bedingungen zum Beispiel Wetter, analysiert werden. Des Weiteren sollen

umfangreiche Messungen und Netzwerksimulationen durchgeführt werden. Die Einflüsse des Sensors auf das elektrische Feld sollen untersucht und durch sinnvolle Spezifikationen minimiert werden. Die gefundenen Anforderungen bzgl. Bauweise und Wettereinflüsse sollen in einem Anforderungsprofil hinterlegt werden.

Wenn die Ziele des Projekts erfüllt werden können, wird auf der einen Seite das Einsatzspektrum von Drohnen erweitert. Auf der anderen Seite wird ein neuer Bereich von Messsystemen zur Inspektion und Wartung von Energiesystemen eröffnet. Damit kann zukünftig auch die Sicherheit des Wartungspersonals von Netzbetreibern erhöht werden.

II. MESSSONDE

Bei den Messsystemen an Freileitungen, um die es in diesem Projekt gehen wird, sind verschiedene Eigenschaften von besonderer Bedeutung: Neben dem Design, der Konstruktion des Sensorgerätes und der Haltevorrichtungen werden auch Anforderungen an die zu verwendende Sensorik hinsichtlich Platzierung und Messgenauigkeit bzw. Messbereich gestellt. Insbesondere die Konstruktionsfrage muss vertieft werden, da ein an der Freileitung montierter Sensor die Feldbedingungen beeinflussen wird. Diese Auswirkungen müssen untersucht werden, um Gegenmaßnahmen ergreifen zu können oder eine Konstruktion zu wählen, die möglichst geringe Feldveränderungen verursacht. Durch praktische Versuche mit Sensoren zur Feldmessung, zunächst unter Laborbedingungen, können zusätzliche Anforderungen in den Katalog aufgenommen und erste Rückschlüsse auf eine Messmethodik zur Bestimmung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz gezogen werden. Mit Hilfe von Netzsimulationen können die Betriebsbereiche von Spannung und Strom der Freileitungen vor den ersten Messungen ermittelt werden, ggf. bereits bezogen auf die tatsächlichen Betriebsorte. Insbesondere die zeitliche Änderung des Stroms wird unter Feldbedingungen dargestellt [2], [3].

Die meisten optischen Sensoren arbeiten nach dem Prinzip des Pockels-Effekts. Dabei kommt es zu einer Änderung des Brechungsindex eines Mediums durch ein elektrisches Feld.

Der lineare elektro-optische Pockels-Effekt tritt meistens in nicht inversionssymmetrischen photorefraktiven Kristallen auf. Materialien, die den Pockels-Effekt aufweisen, werden als elektrooptische Materialien bezeichnet. Einige Beispiele für Materialien, die den elektrooptischen Effekt aufweisen, sind Lithiumniobat und Lithiumtantalat.

Die meisten Arbeiten, zu optischen Methoden zur Messung von Magnetfeldern befassen sich entweder mit dem Faraday-Effekt oder mit magnetostriktiven Störungen von optischen Fasern. Der Faraday-Effekt beschreibt die Änderung des Polarisationszustandes von Licht durch ein Magnetfeld in bestimmten Medien. Wird durch ein Material, das den Faraday-Effekt zeigt und sich in einem Magnetfeld befindet, linear polarisiertes Licht gesendet, kommt es zu einer Drehung der Polarisationssebene des Lichts (vgl. ABBILDUNG 1) [4].

Im letzten Schritt wird das „Mock-up“ in Zusammenarbeit mit einem Netzbetreiber an eine Freileitung versetzt, um die tatsächlichen Feldbedingungen im Bereich der Freileitung zu ermitteln und in das Anforderungsprofil aufzunehmen.

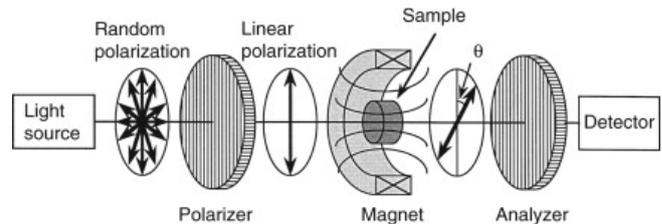


ABBILDUNG 1: DARSTELLUNG DES FARADAY-EFFEKTS [5].

III. FLUGPLATTFORM

Um den Sensor, auf Freileitung abzusetzen, soll ein sog. Multikopter verwendet werden. Die Entscheidung zur Verwendung eines Multikopters basiert zum einen auf der vorhandenen Expertise in der Professur für Regelungstechnik (RET) [6], [7], [8] und zum anderen auf der hohen Eignung solcher Multikopter für diesen Anwendungsfall. Multikopter können auf kleinem Raum starten und landen sowie auf der Stelle schweben und Bewegungen in alle Richtungen stabil ausführen. Sie sind somit bestens geeignet, sich einem bewegten Ziel zu nähern und etwas darauf abzusetzen.

Die besondere Herausforderung für den Multikopter in dem Projektscenario ist die starke Interferenz durch elektromagnetische Felder. Ein robust konstruiertes UAV, welches sich nicht oder nur kaum durch diese Felder beeinflussen lässt, ist eine Voraussetzung für einen sicheren Absetzvorgang. Dies ist vor allen Dingen bei der Positionsgenauigkeit, der Sensorik, der Signalverarbeitung und der Steuerung im autonomen Betrieb zu gewährleisten. Denn nur so sind Hinderniserkennung, Detektion von beweglichen Freileitungen, Kollisionsvermeidung und automatisches Absetzen der Messsonde auf beweglichem Untergrund möglich. Bisher wurde in solchen Fällen immer eine kontaktlose Messung durchgeführt, um diese Problematik zu vermeiden oder zumindest deutlich zu verringern.

Um ein solches UAV zu erhalten, soll ein Kooperationspartner eine Auswahl an Hard- und Softwarekomponenten treffen, welche bevorzugt schon auf dem Markt evaluiert und eingesetzt werden. Des Weiteren muss bei der Auswahl der elektronischen Komponenten sowie der Beschaffenheit der mechanischen Konstruktion, wie z.B. der Schirmung, auf die Einhaltung der EMV Richtlinien geachtet werden. Deshalb müssen die Einflüsse der elektrischen Felder auf den Multikopter, speziell mögliche Störungen der Elektronik oder des Flugverhaltens, in umfangreichen Tests im Labor und im Flug untersucht werden. Erforderliche Änderungen sollen dann vorgenommen werden, um Einschränkungen der Einsatzmöglichkeiten zu vermeiden.

Des Weiteren soll der Kooperationspartner in Zusammenarbeit mit der RET ein Absetzsystem für die Messsonde konzipieren, prototypisch herstellen und validieren. Dieses soll das UAV in seinen Flugeigenschaften möglichst wenig beeinflussen und ein sicheres Absetzen der Messsonde ermöglichen. Außerdem soll es die Sensorik des Multikopters nach Möglichkeit nicht behindern. Im Rahmen der Entwicklung dieses Systems soll ebenfalls geprüft werden, inwieweit eine Wiederaufnahme der Messsonde möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Sollte eine Wiederaufnahme nicht möglich oder sinnvoll sein, soll ein kommandiertes Lösen von der Freileitung geprüft werden.

Zusätzlich sollen der Kooperationspartner und die RET ein optisches Sensorsystem entwickeln, welches für den Einsatz

von Kameras und Lasersensoren herangezogen werden kann. Das Ziel ist es, ein witterungstolerantes Sensorsystem zu erhalten, das das UAV zum automatischen Anflug und der Positionierung über der Freileitung befähigt.

Abschließend sollen alle vorher beschriebenen Teilaspekte zu einem Gesamtsystem zusammengeführt werden, welches den automatisierten Absetzvorgang unter allen möglichen Umständen erfolgreich durchführen kann.

IV. MISSIONSPLANUNG

A. Simulationsumgebung

Für die Entwicklung der Navigationsstrategie (Bahnplanung) soll eine ausreichende Simulationsumgebung entwickelt werden, welche alle relevanten Komponenten und Randbedingungen statisch und dynamisch abbilden kann. Dies ermöglicht weiterhin auch Tests von Hardware in the Loop (HiL) unter Laborbedingungen. HiL ist eine Technik, mittels derer reale Anwendungen im Labor getestet werden können. Dabei werden für Tests reale und in der Software simulierte Hindernisse und Ereignisse verwendet, wofür präzise Nachbildungen der Stör- und Umwelteinflüsse, wie z. B. des elektrischen Streufelds, benötigt.

B. Sensorfusion

Die Sensorfusion ist das Zusammenführen der Daten von den einzelnen Sensoren zu einem einzigen Überblick der aktuellen Lage. Dies umfasst sowohl den Vergleich von Daten verschiedener Sensoren, die dasselbe Objekt erkennen, zur Verbesserung der gewonnenen Daten als auch das Kombinieren der verschiedenen Informationen, um z. B. aus zwei 180°-Sichten eine 360°-Sicht zu erstellen. Ein anderes Beispiel wäre das Überlagern zweier Kamerabilder mit unterschiedlichen Spektren, um ein Bild mit vollständigem Spektrum zu erzeugen. Das Ziel der Sensorfusion ist es, aus den einzelnen Informationen aller Sensoren ein einheitliches und sicheres Datenfeld zu generieren und zu benennen, welches den Bahnplanungsalgorithmen übergeben werden kann. Die Benennung meint hierbei eine erste Auswertung der Daten, welche unter anderem die aktuelle Position des Zielleiters von den Positionen anderer Leiter unterscheidet. Des Weiteren sollen so Hindernisse erkannt und als Objekte an die nachfolgende Regelung weitergereicht werden. Auf diese Weise sollen zum Schluss Position und Ausrichtung des UAV möglichst präzise bestimmt werden.

C. Bahnplanung

Die Bahnplanung umfasst das maschinelle Erstellen eines optimalen Pfades, welcher die Teilbereiche Startphase, Annäherung an den Leiter, Absetzen der Sonde auf dem Leiter sowie den Rückflug beinhaltet. Dafür müssen Methoden erfolgreich untersucht und implementiert werden, die den Wechsel zwischen den einzelnen Phasen fließend ermöglichen. Des Weiteren sollen für jede Phase Algorithmen entwickelt werden, welche auf Basis von vorher bekannten Umfeldinformationen und/oder Sensordaten einen nach ausgewählten Kriterien optimalen Weg zum Erreichen des aktuellen Ziels erstellen. Dies könnte z. B. der kürzeste Weg vom Startpunkt zum Leiter sein, wobei das UAV allen bekannten Hindernissen ausweicht. Hierbei werden idealerweise die Ergebnisse der Forschung zum störenden Einfluss der elektrischen Felder und anderer potenzieller Störungsquellen berücksichtigt, um eine störungsfreie Annäherung und ein zügiges Absetzen zu ermöglichen.

D. Regler zur Trajektorienverfolgung

Um das UAV entlang eines berechneten Pfades zu steuern, ist es notwendig, es mit einer Trajektorienfolgeregelung auszustatten. Diese muss die Flugsteuerung des Multikopters übernehmen und diesen sicher entlang eines Satzes von Positionen fliegen können. Dafür wird zuerst der in [9] vorgestellte Regler auf einem Multikopter der RET implementiert.

Besagter Regler arbeitet nach dem energiebasierten Modell für ein UAV, welches mit den Formeln (1) – (3) beschrieben wird.

$$m\ddot{p}_I = -D\dot{p}_I + mge_z - Fz_I \quad (1)$$

$$\dot{R}_{BI} = -\ll \omega_B^{IB} \gg R_{BI} \quad (2)$$

$$J\dot{\omega}_B^{IB} = \ll J\omega_B^{IB} \gg \omega_B^{IB} + \tau \quad (3)$$

Aufgrund des Aufbaus dieses Modells bietet sich eine kaskadierte Reglerstruktur (vgl. ABBILDUNG 2) an, welche die Position mit Hilfe der Schubkraft F und der Ausrichtung z_I bestimmt. Die Ausrichtung wiederum wird aus der Lage R_{BI} berechnet und durch den Zusammenhang $z_I = R_{BI}e_z$ beschrieben. Die Lage R_{BI} hängt von dem Moment τ ab. Somit werden die Kontrollvariablen F und τ jeweils im äußeren und inneren Regelkreis bestimmt. Der gesamte Regler ist asymptotisch stabil, außer wenn der Multikopter exakt kopffüher ist. Durch seine kontinuierliche Form auf Basis von energiebasierten Ansätzen hat der Regler auch eine kurze Rechenzeit und damit eine hohe Echtzeitfähigkeit. Diese beiden Aspekte sind für diese Arbeit von zentraler Bedeutung, um die Robustheit des gesamten Systems zu gewährleisten. Das macht den Regler zu einem guten ersten Versuch einer Reglerimplementierung.

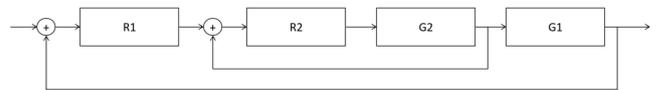


ABBILDUNG 2: SCHEMA EINES KASKADIERTEN REGLERS.

Das Verhalten in ABBILDUNG 3 entspricht dem Verlauf für diesen Regler beim Einregeln der Position $[1;1;1]$ aus dem Ursprung. In ABBILDUNG 4 ist das ideale Verhalten des Lagereglers bei einer Drehung um 45° im Uhrzeigersinn um die z-Achse visualisiert.

E. Validierung

Zur Validierung der in den vorangegangenen Unterkapiteln beschriebenen Komponenten sollen diese erst in der Simulation und anschließend in einer HiL mit der in Kapitel V entwickelten Hardware unter Laborbedingungen getestet werden. Dieses Herangehen soll es erleichtern, evtl. erforderliche Anpassungen vorzunehmen und das Risiko für kostenintensive Hardwarebeschäden zu minimieren. Im Anschluss soll das Gesamtsystem am realen Freileiter getestet werden, welcher dann unter Strom ist und zwischen anderen Leitern und den Masten hängt, welche nicht zu vernachlässigende Hindernisse für den Multikopter darstellen.

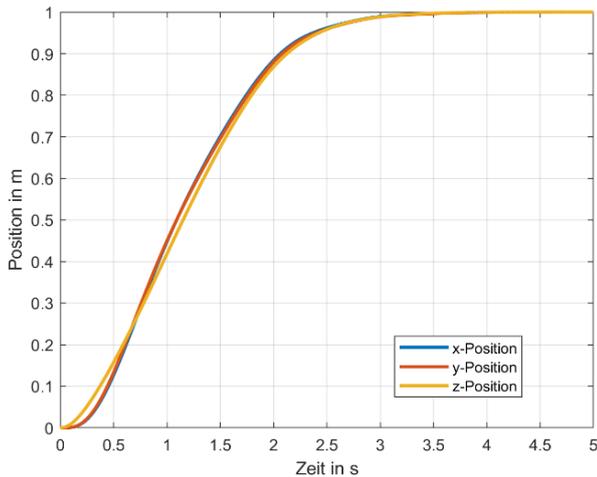


ABBILDUNG 3: REGELVERHALTEN, POSITIONSREGELUNG.

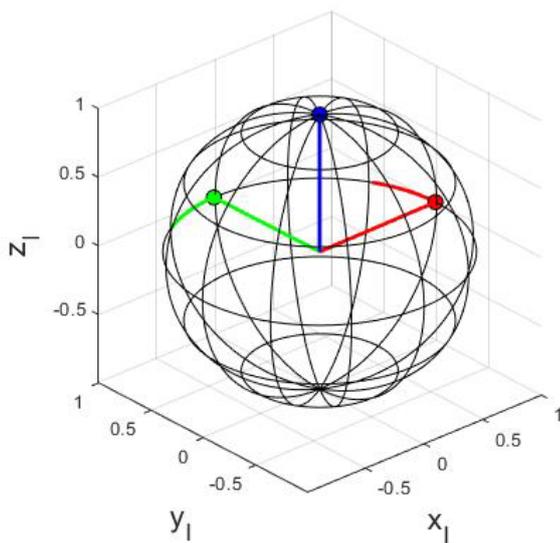


ABBILDUNG 4: BEISPIEL FÜR IDEALES REGELVERHALTEN, LAGEREGLUNG.

V. STAND UND AUSBLICK

Um später den Sensor mittels Multikopter auf einer Freileitung absetzen zu können, müssen Ausmaße und Gewicht des Sensors bekannt sein, welche von seiner Auslegung bestimmt werden. Dafür muss eine große Spanne von Grenzwerten berücksichtigt werden. Es ist geplant, die Arbeitsbereiche für Spannung und Stromstärke für Freileitungen mithilfe von Netzwerksimulationen zu bestimmen bevor erste reale Messungen vorgenommen werden. Das physikalische Verhalten sowie die relevanten Messfunktionen des generischen Sensors sollen bestimmt werden. Als finaler Schritt werden praktische Tests durchgeführt.

In naher Zukunft sollen erste Schritte in Bezug auf die Missionsplanung unternommen werden. Hierbei wird im speziellen der in Kapitel IV.D beschriebene Regler simulativ implementiert. Daraufhin kann dieser in einen HiL-Regelkreislauf integriert werden. In diesen bestehenden vollständigen Regelkreis kann dann der in Kapitel III beschriebene Multikopter integriert werden. Außerdem lässt sich in diesem Regelkreis der Regler einfach austauschen, um

andere Regelansätze, z. B. auf Basis von MPCs, zu testen und zu vergleichen. So können Rechenzeit, Echtzeitfähigkeit, Robustheit, Genauigkeit und andere Aspekte direkt miteinander verglichen werden. Auf diese Weise ist es möglich, verschiedene Regler zur Flugsteuerung gegeneinander abzuwägen, um die für das Projekt optimale Lösung zu finden. Des Weiteren soll in naher Zukunft ein Vertrag mit einem Hersteller für Multikopter abgeschlossen werden.

VI. DANKSAGUNG

Diese Publikation ist im Rahmen des Forschungsvorhabens DNeD – Digitalisierte, flugmobile Inspektion und Netzdatenerfassung mit automatisierten Drohnen entstanden. Für die Förderung des Forschungsvorhabens möchten sich die Autoren an dieser Stelle beim Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr (dtec.bw) bedanken.

LITERATUR

- [1] „DNeD - Automatisierte Inspektion von Freileitungen,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://dtec.bw.de/home/forschung/hsu/projekt-dned/projekt-dned>.
- [2] H. Langkowski, M. Jordan, T. Do und D. Schulz, „Spectral Grid Impedance Identification on Different Voltage Levels - Challenges and Realization,“ in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017.
- [3] H. Wilken, M. Jordan und D. Schulz, „Spectral Grid Impedance Identification on the Low-, Medium- and High-Voltage Level – System Design, Realization and Measurement Results of Grid Impedance Measurement Devices Advances,“ *Science, Technology and Engineering Systems Journal*, Vol. 4, No. 1, S. 8-16, 2019.
- [4] H. Sohlström, *Fibre Optic Magnetic Field Sensors Utilizing Iron Garnet Materials*, Stockholm: KTH Royal Institute of Technology, 2011.
- [5] P. Bhattacharya, R. Fornari und H. Kamimura, *Comprehensive semiconductor science and technology*, Amsterdam: Elsevier Science, 2011.
- [6] A. D. Dang und J. Horn, „Formation Control of Leader-Following UAVs to track a moving target in a dynamic environment,“ *Journal of Automation and Control Engineering* Vol. 3, No. 1, S. 1-8, 2015.
- [7] M. Alpen, *Autonome Erkundung und Kartographierung unbekannter Innenräume durch einen Flugroboter*, Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2013.
- [8] M. Tappe, D. Dose, M. Alpen und J. Horn, „Autonomous Surface Inspection of Airplanes with Unmanned Aerial Systems,“ in *2021 7th International Conference*, 2021.
- [9] O. Fritsch, *Energiebasierte Lage- und Positionsfolgeregelung für einen Quadrocopter*, München: Technische Universität München, 2014.

Kapitel 3

Klimafreundliche Mobilitätstechnologien

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Hamburger Hochbahn AG

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Universität Kassel

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH

hySOLUTIONS GmbH

FFG Fahrzeugwerkstätten Falkenried GmbH

Prognostizierter Hochlauf der Ladeinfrastruktur in Hamburg und Modellierung des Ladestrombedarfs von Elektroautos für Niederspannungsnetze

Annika Magdowski*

Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland

*annika.magdowski@stromnetz-hamburg.de

Michael von Bonin^{1,2}, Felix Frischmuth¹, Philip Gauglitz^{1,2}

¹Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE

Kassel, Deutschland

²Universität Kassel

Kassel, Deutschland

Kurzfassung – Der Hochlauf der Elektromobilität und die zunehmende Elektrifizierung weiterer Sektoren im Rahmen der Energiewende führen zu steigenden Leistungs- und Energiebedarfen, die durch die Stromnetze transportiert bzw. erfüllt werden müssen. Um die Verteilnetze rechtzeitig und bedarfsorientiert auszubauen, sind Prognosen der zukünftig zu erwartenden Bedarfe eine wichtige Grundlage. Dabei ist es für eine konkrete Planung von Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen umso vorteilhafter, je feiner die regionale Differenzierung der Prognosen ist. Vor diesem Hintergrund gibt dieses Dokument einen Überblick über die Arbeiten im Projekt „Ladeinfrastruktur 2.0“, die eine derartige Feinregionalisierung von zukünftigen Leistungs- und Energiebedarfen durch die E-Mobilität zum Ziel haben. Dafür erfolgt zum einen eine Darstellung der Methodik und exemplarischen Ergebnissen für den Hochlauf von E-Kfz in Deutschland und Hamburg. Dem folgend wird gezeigt, wie diese Anzahl an E-Kfz regional über Deutschland verteilt werden kann und wie darauf aufbauend die feineräumige Verteilung von Heimpladestellen, (halb-) öffentlichen Ladestellen und Firmenladestellen modelliert werden kann. Für diese feineräumig verteilten Ladestellen werden dann entsprechend zugrunde gelegter Fahrprofile die Energiebedarfe für Ladevorgänge bestimmt. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die weiteren Tätigkeiten im Projekt, in welchen die so bestimmten Leistungs- und Energiebedarfe den Kapazitäten der Netzbetriebsmittel im Hamburger Verteilnetz gegenübergestellt werden.

Stichworte – Ladeinfrastruktur 2.0, Hochlauf Elektromobilität, Regionalisierung, Ladestrombedarfe, Ladeprofile

NOMENKLATUR

BEV	Battery electric vehicle
E-Kfz	Elektrofahrzeug/Elektroauto
E-Mobilität	Elektromobilität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
P2L	Power-to-Liquid
P2G	Power-to-Gas
Kfz	Kraftfahrzeug
PHEV	Plug in hybrid electric vehicle

REEV

Range extended electric vehicle

I. EINLEITUNG

Die Energiewende und der damit zusammenhängende Wechsel der Antriebsart im Individualverkehr hin zu elektrischen Antrieben führt u. a. zu neuen Herausforderungen in der notwendigen Leistungs- und Energieverteilung im Stromnetz. Insbesondere im Niederspannungsnetz sollte die Entwicklung der E-Mobilität frühzeitig mitgedacht werden, um bei anstehenden Investitionen die Netze von Beginn an auf die neuen Verbraucher auszulegen.

A. Hintergrund

Prognosen u. a. zum erwarteten Hochlauf der E-Mobilität sind für den Verteilnetzbetreiber eine maßgebliche Grundlage für die Planung von Netzausbaumaßnahmen bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen sowie für Entwicklungen und Erprobungen zum netzdienlichen Steuern von flexiblen Verbrauchern (wie z. B. Ladeinfrastruktur). Bisherige Methoden zur Abschätzung des Strombedarfs für den Auslegungsfall basieren in der Regel auf Gleichzeitigkeitsbetrachtungen einzelner Verbraucher. Dieses etablierte Verfahren in der Netzplanung ist einfach und schnell anwendbar, jedoch ist es für die neuen Verbraucher wie Ladeinrichtungen oder das Zusammenwirken von mehreren Verbrauchern eher ungeeignet, da sie den Strombedarf im Jahresverlauf nicht richtig einschätzen. Dadurch erfolgt keine korrekte Abbildung der gemeinsamen Worst-Case-Gleichzeitigkeiten mehrerer Verbraucher/Einspeiser und es fehlen Informationen über Zeitpunkt, Dauer und Häufigkeit von Worst-Case-Situationen.

Bisherige Prognosen zum erwarteten Hochlauf der Elektromobilität in Hamburg (z. B. [1]) zeigen, dass die dadurch erwarteten Leistungszuwächse bei bestehenden Umspannwerksreserven ab 2030 zu Engpässen in einzelnen Netzgebieten in Hamburg führen können. In den bestehenden Arbeiten erfolgte dabei stets eine je Umspannwerksgebiet aggregierte Betrachtung der Leistungs- und Energiezuwächse durch den Hochlauf der E-Mobilität und keine weitere regionale Verteilung der Ladestellen und den daraus folgenden Energiebedarfen. Diese regionale Verteilung ist jedoch insbesondere für ein Verständnis der durch die

E-Mobilität wachsenden Herausforderungen an das Niederspannungsverteilsnetz für den Netzbetreiber maßgeblich. Zudem ist in den letzten Jahren der Anteil der E-Mobilität in Hamburg so stark und schnell angestiegen, dass es maßgeblich ist, derartige regionalisierte Prognosen kontinuierlich zu überarbeiten und entsprechende Annahmen anzupassen [2].

B. Projekt „Ladeinfrastruktur 2.0“

Innerhalb des Projekts „Ladeinfrastruktur 2.0“ wird u. a. das Ziel verfolgt, die Bandbreiten relevanter Entwicklungspfade der E-Mobilität im Bereich Kfz (d. h. Markthochlauf und Mobilitätsverhalten) regional differenziert abzuleiten. Dabei wird neben den erwarteten Hochlaufzahlen der E-Mobilität auch das elektrische Ladeverhalten (Energie und Leistung) nutzergruppenspezifisch ermittelt, um so auf die zukünftig zu erwartenden Leistungs- und Energiebedarfe zu schließen. Für die Bestimmung des nutzergruppenspezifischen Ladeverhaltens werden jährliche Ladestromzeitreihen in hoher zeitlicher Auflösung erzeugt, die nach sozioökonomischen Kriterien unterschiedliches Fahrverhalten abbilden. Hierbei werden ebenfalls Effekte, wie die Temperaturabhängigkeit des Energiebedarfs von E-Kfz und Ferien- und Feiertage regional berücksichtigt. Zusätzlich wird in ungesteuertes und gesteuertes Laden unterschieden; beim ungesteuerten Laden wird der Ladevorgang nicht durch einen externen Aggregator (z. B. auf Basis möglicher Markt- und Netzanreize) beeinflusst. Diese Ladeprofile werden entsprechend der Entwicklungspfade zum Hochlauf der E-Mobilität nach den sozioökonomischen Faktoren einem spezifischen Haushalt und damit einem lokalen Netzanschlusspunkt zugeordnet. Damit können Grundlagen für Netzplanungs- und Netzbetriebsfragen für die Auslegung von ausgewählten Niederspannungsnetzen geliefert werden.

Im Rahmen des Projekts wurde diese entwickelte Methodik gezielt auf das Gebiet der Freien und Hansestadt Hamburg angewendet, um bestehende Prognosen zum erwarteten Hochlauf der E-Mobilität in Hamburg zu erneuern und regional differenzierter zu betrachten.

Das Projekt mit dem Gesamtziel der Optimierung des koordinierten Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilungsnetze unter der Leitung des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ 0350048, Laufzeit 01.11.2018 – 30.11.2022).

Die im folgenden vorgestellten Inhalte sind den im Projekt „Ladeinfrastruktur 2.0“ erarbeiteten Dokumenten entnommen [3]. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

II. HOCHLAUF DER E-KFZ ZAHLEN

Im Folgenden ist die Methodik zur Bestimmung des Szenariorahmens für den Hochlauf der E-Mobilität im Bereich Kfz gezeigt. Anschließend sind die Ergebnisse relevanter Entwicklungspfade der E-Mobilität sowohl für Gesamtdeutschland als auch gezielt für Hamburg aufgelistet.

A. Methodik

Für die Ableitung der Hochlaufszenerarien für Hamburg wurden deutschlandweite Markthochlaufszenerarien der Elektromobilität durch ein TCO (Total cost of ownership) Fahrzeugbestandsmodell erzeugt [4, 5]. Als Basis des Modells

dienen vor allem Annahmen zur Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom und Energieträger, welche wiederum stark von regulatorischen Vorgaben und der Entwicklung des Energiesystems im nationalen und internationalen Raum abhängen. Einige der Annahmen sind im Folgenden aufgelistet:

1) Strompreis

Der Strompreis für das Laden von Elektroautos zu Hause, bei der Arbeit oder auch im öffentlichen Raum ist abhängig von: Strombeschaffung, Vertrieb und Marge, Netzentgelten, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Offshore-Umlage, KWKG-Umlage (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), AbLaV-Umlage (Verordnung zu abschaltbaren Lasten), Stromsteuer, CO₂-Steuer und Mehrwertsteuer. Für die Entwicklung aller Bestandteile wurden Annahmen getroffen, die z. T. folgend aufgelistet sind:

- Börsenstrompreis: steigt bis 2030 auf ca. 51 €/MWh an; sinkt danach bis 2050 auf ca. 50 €/MW [6].
- Stromsteuer: sinkt mittelfristig aufgrund einer Inflationsanpassung und verschwindet langfristig.
- EEG-Umlage: Die Einnahmen der in 2021 eingeführten CO₂-Steuer auf Kraft- und Heizstoffe werden zur Gegenfinanzierung der wegfallenden Einnahmen aus dem EEG genutzt. Mit steigenden Einnahmen durch die CO₂-Steuer reduziert sich die EEG-Umlage bis 2032 auf 0 €/MWh [7].
- Marge zur Refinanzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur: durch eine höhere zukünftige Auslastung der Ladesäulen sinkt die Marge von 98 €/MWh in 2016 (Annahme beruht auf Preismodellen verschiedener öffentlicher Ladesäulenbetreiber) um zwei Drittel bis 2050 [8].
- Reduziertes Netzentgelt nach §14a EnWG: Nutzeranteil mit dezentralen Wärmepumpen steigt von heute 32 % [9] auf 100 % in 2050 an; Nutzeranteil an Heimladen steigt von 0,5 % heute [9] auf 60 % in 2050 an. Die Reduzierung der Netzentgelte wird von durchschnittlich 57 % der allgemein gültigen Netzentgelte in 2017 auf kurzfristig 80 % bis 2030 erhöht. Darauf folgend wird eine schrittweise Verringerung der Reduzierung auf 30 % in 2050 angenommen.
- Energiesteuer: wird inflationsbereinigt und langfristig komplett durch eine CO₂-basierte Steuer ersetzt; diese liegt ab 2021 bei 25 €/tCO₂ und steigt auf 65 €/tCO₂ in 2030 [10]; danach orientiert sie sich an den CO₂-Vermeidungskosten für synthetisch erzeugten Kraftstoff (237 €/tCO₂ synthetischer Diesel bzw. synthetisches Benzin (Power-to-Liquid (P2L)), 385 €/tCO₂ synthetisches Erdgas (Power-to-Gas (P2G))).

2) Beschaffungspreise für fossile Kraftstoffe

Diese orientieren sich an dem „Sustainable Development Scenario“ des World Energy Outlook [11] bzw. langfristig an den P2L- und P2G-Preisprognosen [12].

3) Wasserstoffpreis

Es ist davon auszugehen, dass die Beschaffungspreise langfristig stark sinken; Preis von „grauem“ Wasserstoff in 2020: 9,50 €/kg (285 €/MWh); Preise für importieren „grünen“ flüssigen Wasserstoff: 2050: ca. 150 €/MWh [13].

Die detaillierte Methodik zur Berechnung der Endverbraucherpreise ist in [14] beschrieben und basiert strukturell auf den Arbeiten aus [15].

4) Szenariorahmen

Unter Berücksichtigung des aufgezeigten regulatorischen Rahmens (Abschnitt II.A.1 - II.A.3) wurden folgend zwei Szenarien für die Entwicklung der Endverbraucherpreise entwickelt:

- Referenzszenario: entsprechend der zuvor dargestellten Annahmen.
- Reformszenario: Annahme von Reformen bei Steuern und Abgaben (z. B. Reform der Stromsteuer in 2022, ein höherer und schneller ansteigender CO₂-Preis für Kraft- und Heizstoffe ab 2021, die Verlagerung der Offshore Förderung aus der EEG-Deckungslücke in den Bundeshaushalt), die die Strompreise für die Endverbraucher verringern und die Kraftstoffpreise für die Endverbraucher erhöhen. Dadurch wird ein schnellerer Hochlauf der E-Mobilität begünstigt.

Weiterhin wurde für den Szenariorahmen eine differenzierte Betrachtung vorgenommen, ob und wie sich das Mobilitätsverhalten der Menschen zukünftig ändert. Die folgenden zwei Entwicklungspfade (bezeichnet als „Elektrische Welt“ und „Hybride Welt“) sind denkbar für ein nahezu nicht geändertes Mobilitätsverhalten und vergleichbares Verkehrsaufkommen im Vergleich zu heute; d. h. Gesamtanzahl privater/gewerblicher Kfz steigt bis 2030 auf über 48 Mio. (2020 ca. 47 Mio. [12]) und sinkt danach leicht auf 44 Mio. bis 2050 ab. Nur diese Entwicklungen sollen im Weiteren näher betrachtet werden. Im Projekt „Ladeinfrastruktur 2.0“ wurden zusätzlich auch noch Pfade mit einem stark abgeänderten Mobilitätsverhalten z. B. durch eine ausgeprägte Reduzierung privater/gewerblicher Kfz und einer breiteren Nutzung von Car-Sharing-Angeboten, öffentlichen Nahverkehrsmitteln, autonomen Taxis etc. untersucht. Im Folgenden sind die Annahmen zu den Entwicklungspfaden für ein nahezu nicht geändertes Mobilitätsverhalten und vergleichbares Verkehrsaufkommen zusammengefasst:

- Elektrische Welt:
 - Hohe Akzeptanz und schneller Ausbau der Ladeinfrastruktur; allerdings geringeres Angebot von Schnellladeinfrastruktur.
 - Kaum Reichweitenangst der E-Kfz-Nutzer vorhanden.
 - Langfristig vermehrtes Aufkommen von Plug-In-Hybriden.
- Hybride Welt:
 - Geringere Akzeptanz für rein elektrische Fahrzeuge, langsamerer Ausbau der Ladeinfrastruktur.
 - Reichweitenangst weiterhin vorhanden.
 - Batteriegrößen steigen weiter.
 - Kurzfristig (bis 2030) starke Zunahme an Plug-In-Hybriden. Langfristig vermehrtes Aufkommen von batterieelektrischen Fahrzeugen mit Range Extender; bis 2050 etwa 50 % batterieelektrische Fahrzeuge und 50 % batterieelektrische Fahrzeuge mit Range Extender.

B. Ergebnisse

Für die rein elektrisch dominierte und die hybride Welt sind sowohl für das Referenz- als auch das Reformszenario im Folgenden die Hochlaufzahlen für Deutschland und Hamburg dargestellt.

1) Deutschland

In allen Entwicklungspfaden/Szenarien wird bis 2050 eine maximale Durchdringung von knapp 90 % E-Kfz erreicht (siehe ABBILDUNG 1 und ABBILDUNG 2); d. h. auch dass das Ziel der Bundesregierung von 7 – 10,5 Mio. E-Kfz im Jahr 2030 erfüllt bzw. übererfüllt wird [16]. Dabei ist zu erwähnen, dass die Fahrleistung (d. h. die jährlich zurückgelegten Kilometer) nicht proportional zu dem Anteil der Fahrzeuge ist. Die Fahrleistung von E-Kfz liegt in den Referenzszenarien im Jahr 2050 bei ca. 91 % und in den Reformszenarien bei ca. 96 % der gesamten Fahrleistung von E-Kfz und fossil angetriebener Fahrzeuge zusammen.

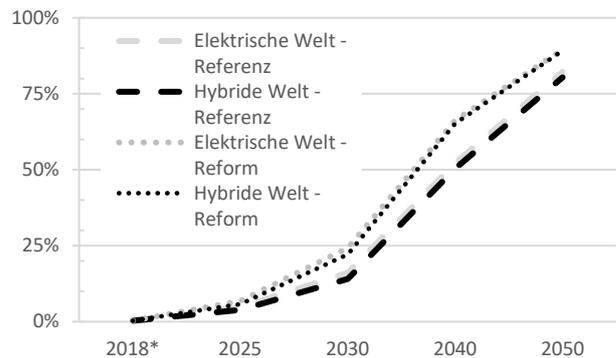


ABBILDUNG 1: ANTEIL DER E-KFZ (REIN ELEKTRISCHE UND HYBRIDE TECHNOLOGIEN) AM FAHRZEUGMARKT.

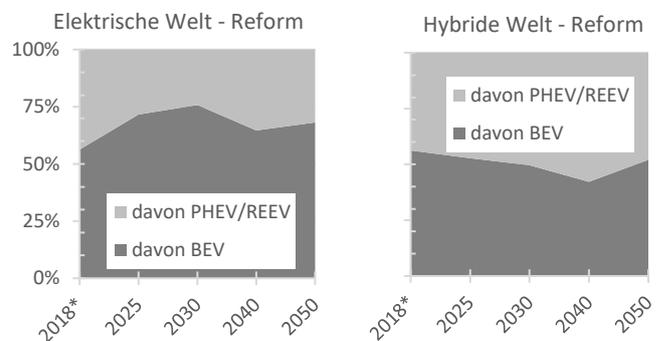


ABBILDUNG 2: ANTEIL DER REIN ELEKTRISCHEN (BEV) UND HYBRIDEN (PHEV/REEV) FAHRZEUGTECHNOLOGIEN AM GESAMTEN E-KFZ-MARKT.

2) Hamburg

Die bisherige Entwicklung der E-Mobilität in Hamburg zeigt einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Elektrofahrzeugen gegenüber anderen Bundesländern. Im Jahr 2019 betrug der Anteil der E-Kfz 0,49 % am Gesamtbestand in Hamburg gegenüber einem deutschen Durchschnitt von 0,32 % [17]. Die Zulassungszahlen zum 1. Januar 2020 zeigen einen generellen Anstieg des Anteils an E-Kfz am Gesamtfahrzeugmarkt. Auch hier hat Hamburg mit 0,73 % weiterhin einen überdurchschnittlich hohen Anteil an E-Kfz gegenüber dem deutschen Durchschnitt von 0,50 % [17]. Im zweiten Quartal 2021 ist der Anteil auf 2,64 % gestiegen.

Unter Berücksichtigung dieser Entwicklungen ergeben sich aus den Hochrechnungen für Deutschland für den Entwicklungspfad „Elektrische Welt“ für die Szenarien Referenz und Reform folgende Hochlaufzahlen für E-Kfz in Hamburg (ABBILDUNG 3):

- 2030: 130.000 – 195.000 E-Kfz
- 2040: 380.000 – 490.000 E-Kfz

Dabei wird ab 2030 von einer leichten Reduzierung der gesamt in Hamburg zugelassenen Kfz ausgegangen.

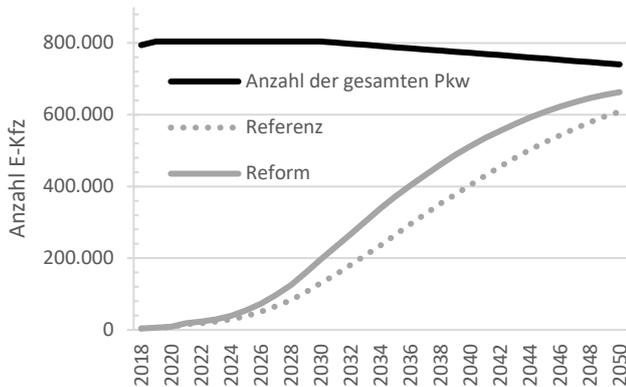


ABBILDUNG 3: ANZAHL DER E-KFZ IM ENTWICKLUNGSPFAD "ELEKTRISCHE WELT" IN HAMBURG.

C. Ausblick

Weitere Punkte, die nicht im Rahmen des Projekts untersucht wurden, aber durchaus in Zukunft großen Einfluss auf die Entwicklung der E-Mobilität haben können, sind z. B.:

- vermehrte Nutzung von Home-Office Regelungen,
- Auswirkungen auf Reise- und Fahrverhalten durch vermehrte Digitalisierung,
- Klimapaket (Klima-Neutralität für Deutschland bis 2045),
- Klimaneutrales Hamburg bis zum Jahr 2050 und
- Verbrennungsmotorenverbote.

III. REGIONALE VERTEILUNG DER STROMBEDARFE (LADEPUNKTE) DURCH E-MOBILITÄT IN HAMBURG

Ziel der Regionalisierung ist es, die in Abschnitt II.B bestimmten E-Kfz Hochläufe räumlich zu verteilen. Es werden also zunächst Haushalte bestimmt, die E-Kfz besitzen könnten. Weiterhin werden Firmen oder öffentliche Orte lokalisiert, um so in die Standorte der Ladestellen zu verteilen. Im Folgenden sind nur die Ergebnisse für den Entwicklungspfad „Elektrische Welt“ für das Reformszenario dargestellt.

A. Grobregionalisierung: Methodik

In der Grobregionalisierung wird die Anzahl der E-Kfz zunächst auf die Gemeinden in Deutschland (wie z. B. Hamburg) aufgeteilt. Die Regionalisierung ist dabei abhängig von den folgenden Größen in der Gemeinde:

- Bevölkerungszahl,
- Demografische Entwicklung,

- Beschäftigte,
- Einpendler und Auspendler und
- Kfz-Meldezahlen je Einwohner.

Die für die Gemeinde relevanten Fahrzeuge werden in zwei Gruppen aufgeteilt:

- (1) Fahrzeuge, die in dieser Gemeinde einen Besitzer haben (ergibt sich aus Bevölkerungszahl, Kfz-Meldezahl und Zahl der Auspendler).
- (2) Anzahl der Fahrzeuge, die für das Firmenladen relevant sind, d. h. Fahrzeuge, die einen privaten Besitzer haben, aber eher in der Firma geladen werden und nicht zu Hause (ergibt sich aus Beschäftigtenzahl, Kfz-Meldezahl und Zahl der Einpendler).

Beide Gruppen haben Überschneidungen (sind also nicht additiv zu verstehen) und ergeben jeweils zusammen über Deutschland summiert die Gesamtanzahl aller E-Kfz aus dem Fahrzeughochlauf (Abschnitt II.B).

B. Grobregionalisierung: Ergebnisse Hamburg

Die Fahrzeugregionalisierung ergibt für 2040 in Hamburg:

- Gruppe (1): ~ 318.000 E-Kfz: Diese Zahl liegt pro Einwohner unter dem Bundesdurchschnitt des Fahrzeughochlaufs und ist auf die unterdurchschnittlichen Pendlerzahlen und Kfz-Meldezahlen zurückzuführen (rund 0,16 Fahrzeuge/Einwohner in Hamburg im Vergleich zu rund 0,31 Fahrzeuge/Einwohner im Bundesdurchschnitt).
- Gruppe (2): ~ 735.000 E-Kfz: Diese Zahl ist – bezogen auf die Anzahl der versicherungspflichtig Beschäftigten – im deutschlandweiten Vergleich leicht überdurchschnittlich (0,75 Fahrzeuge/sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten mit Hamburg als Arbeitsort gegenüber 0,73 im Bundesdurchschnitt). Zu beachten ist bei dieser Zahl, dass sie ausschließlich als Zuteilungsgröße genutzt wird. Es bedeutet also nicht, dass über 700.000 E-Kfz in Hamburg konkret in Hamburg über das Firmenladen geladen werden müssen.

Die Ableitung der Ladestellenanzahl in Hamburg erfolgt analog zu der in [18] gezeigten Methodik. Demnach ergeben sich für 2040 folgende Zahlen:

TABELLE I: ANZAHL AN LADEPUNKTEN IN HAMBURG IN 2040 (ENTWICKLUNGSPFAD „ELEKTRISCHE WELT“ – REFORMSZENARIO).

	Zuweisung Ladestellen/Fahrzeug	Anzahl Ladepunkte 2040
Heimladen	0,4770	~ 151.000
(halb-) öffentliches Laden	0,0456	~ 14.500
Firmenladen	0,1750	~ 129.000

C. Feinregionalisierung: Methodik

Im zweiten Schritt erfolgt in der Feinregionalisierung eine genaue Verortung der E-Kfz; d. h. beim Heimladen: Adress- bzw. Hausanschlussgenau, beim öffentlichen Laden: je Rasterpixel von ~3 m Auflösung.

1) Heimladen

Grundlage für die Aufteilung der E-Kfz beim Heimladen auf einzelne Haushalte ist ein Datensatz zu sozioökonomischen Daten der Firma GfK Geomarketing [19]. Auf Basis einer gewichteten Zufalls-Zuteilung erfolgt eine Verteilung der E-Kfz auf die einzelnen Haushalte; dabei gelten für folgende Eigenschaften z. B. die folgenden Zusammenhänge:

- Einkommen (z. B. höheres Einkommen → wahrscheinlicherer E-Kfz-Besitz).
- zugeordneter Haustyp (z. B. Einfamilienhaus → wahrscheinlicherer E-Kfz-Besitz).
- Haushaltstyp (z. B. Mehrpersonenhaushalt ohne Kinder → wahrscheinlicherer E-Kfz-Besitz).
- Geschlecht des Hauptverdieners (z. B. männlicher Hauptverdiener → wahrscheinlicherer E-Kfz-Besitz).

Nachfolgend wird entsprechend [20] ermittelt, bei welchen der Haushalte eine Heimladestelle lokalisiert wird.

2) Öffentliches und halböffentliches Laden

Das Verfahren für das (halb-)öffentliche Laden beruht auf Daten zu Ladebedarfen und Parkplatz-Potentialen. Die Ladebedarfe resultieren aus:

- Ladebedarfen, die sich durch fehlende Heimladestellen ergeben (hierfür werden die E-Kfz, die keine Heimlademöglichkeiten haben, als Eingangsdatensatz genutzt) und
- Ladebedarfen durch entsprechende Zielorte (wie z. B. Supermärkte, Krankenhäuser, Kirchen, usw.).

Die Verortung basiert dabei auf wahrscheinlichkeitstheoretischen Analysen, wobei entsprechende Bedarfe und Parkplatz-Potentiale mit einer Bepunktung quantifiziert werden [21, 22].

3) Firmenladen

Firmenladestellen werden zunächst auf Industrie- und Gewerbeflächen, und im zweiten Schritt – wenn vorhanden – auf die Parkflächen innerhalb dieser Flächen verteilt. Dafür wird zunächst eine Aufteilung der ermittelten Firmenladestellen (vgl. Abschnitt III.B) auf Industrie- und Gewerbeflächen vorgenommen. Liegen innerhalb der Fläche keine Angaben zu Parkplätzen vor, werden die Ladestellen dem Zentroiden der gesamten Fläche zugeordnet. Wenn Angaben zu Parkplatzflächen vorliegen, werden die Ladestellen der Gewerbe-/Industriefläche wiederum flächenanteilig auf die Parkplätze aufgeteilt.

D. Feinregionalisierung: Ergebnisse

Die Ergebnisse der wahrscheinlichkeitstheoretischen Verortung von Ladestellen sind komplex und werden optimalerweise anhand von georeferenzierten Datenbanken dargestellt. Daher erfolgt an dieser Stelle ein Auszug aus der Datenbank für eine exemplarische Verteilung von Heimladepunkten für eine Region in Hamburg (ABBILDUNG 4) und ein Auszug aus der Datenbank für eine exemplarische Verteilung von Firmenladepunkten für eine Region in Hamburg (ABBILDUNG 5).

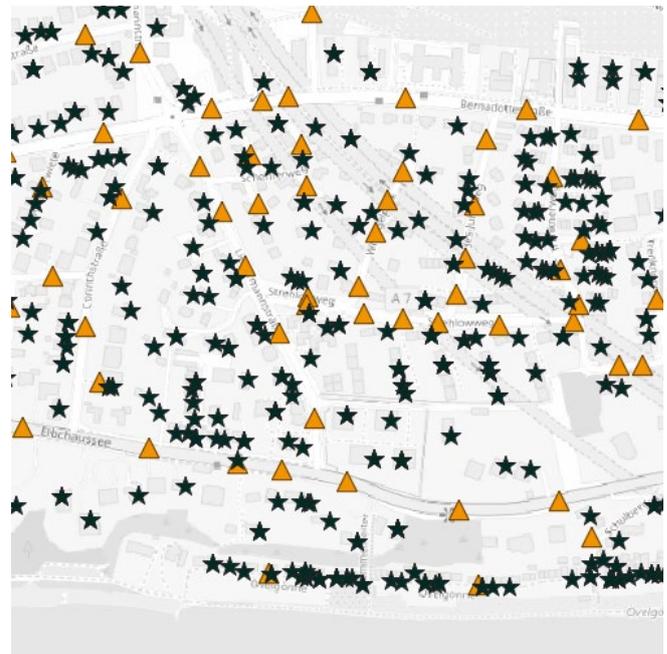


ABBILDUNG 4: VERTEILUNG HEIMLADESTELLEN (AUSZUG AUS DER GESAMTDATENBANK); ORANGE DREIECKE: SOZIOÖKONOMISCHE DATEN [19], STERNE: HEIMLADESTELLEN (COPYRIGHT KARTE: OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS) [3].



ABBILDUNG 5: VERTEILUNG FIRMENLADESTELLEN (AUSZUG AUS DER GESAMTDATENBANK); PARKFLÄCHEN (GRÜN) UND BEDARFE DURCH ZIELORTE (ROT) (COPYRIGHT KARTE: OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS) [3].

IV. FAHR- UND LADEVERHALTEN DER E-KFZ IN HAMBURG

Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Strombedarfs für E-Mobilität an den in Abschnitt III.D identifizierten Ladestellen sind Ladeprofile von E-Kfz notwendig, die den einzelnen Ladestellen zugeordnet werden können. Ein Ladeprofil gibt z. B. in 15-minütiger Auflösung an, wieviel Strom im Jahresverlauf von einem Fahrzeug geladen wird.

Dafür ist in IV.A die Ableitung von Fahrprofilen auf Basis von Mobilitätsgruppen nach sozioökonomischen Merkmalen und in Abhängigkeit von saisonalen Effekten beschrieben. Abschnitt IV.B zeigt die Erstellung von Ladeprofilen aus den Fahrprofilen und Abschnitt IV.C den Einfluss des temperaturabhängigen Mehrbedarfs an Energie an kalten bzw. heißen Tagen.

A. Mobilitätsgruppen und Fahrverhalten

Wichtigster Input für die Erzeugung von Ladeprofilen sind die Fahrprofile, die in 15-minütiger Auflösung das Fahrverhalten eines Kfz-Nutzers aufzeigen. Für die Erstellung der Fahrprofile wird folgende Datengrundlage verwendet:

- Mobilität in Deutschland 2017 [21]: aus den stichtagsbezogenen Umfragen werden 15-minütige Fahrprofile für den Personenverkehr für ein Jahr erstellt.
- Bundesanstalt für Straßenwesen [23]: automatische Straßenverkehrszählung auf Autobahnen und Bundesstraßen, die einen Hinweis auf das unterschiedliche Verkehrsaufkommen an sonst gleichartigen Tagen liefert.

1) Mobilitätsgruppen

Um für jedes potenzielle Niederspannungsnetz das Fahr- und Ladeverhalten der Autobesitzer in richtiger Weise abzubilden und eine räumliche Zuordnung auf Häuserebene zu ermöglichen, werden Haushalte nach folgenden Parametern in insgesamt 63 Mobilitätsgruppen differenziert:

- Raumtyp:
 - 1 Stadtregion - Metropole
 - 2 Stadtregion - Regiopole und Großstadt
 - 3 Stadtregion - Mittelstadt, städtischer Raum
 - 4 Stadtregion - kleinstädtischer, dörflicher Raum
 - 5 ländliche Region - zentrale Stadt
 - 6 ländliche Region - Mittelstadt, städtischer Raum
 - 7 ländliche Region - kleinstädtischer, dörflicher Raum
- Haushaltsnettoeinkommen pro Monat
 - 1 Kleiner 2000 €
 - 2 2000 € bis 4000 €
 - 3 Größer 4000 €
- Haushaltstyp
 - 1 Einpersonenhaushalt
 - 2 Mehrpersonenhaushalt ohne Kinder
 - 3 Mehrpersonenhaushalt mit Kindern

Innerhalb einer Mobilitätsgruppe ist das Fahrverhalten der einzelnen Fahrzeuge statistisch repräsentativ abgebildet. Das betrifft u. a. die Jahresfahrleistung, das Pendelverhalten und das Reiseverhalten. Da sich ein Niederspannungsnetz immer innerhalb eines gleichen Raumtyps befindet, können Kombinationen von bis zu 9 verschiedenen Mobilitätsgruppen, unterschieden nach Haushaltseinkommen und Haushaltstyp, vorkommen.

Im Mittel ergibt sich gemäß der Daten aus [21] für Hamburg die in ABBILDUNG 6 gezeigte Verteilung.

Mobilitätsgruppen der Fahrzeuge in Hamburg

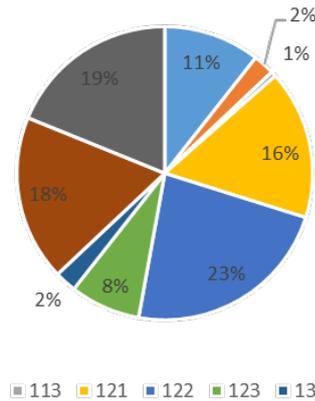


ABBILDUNG 6: VERTEILUNG DER MOBILITÄTSGRUPPEN FÜR DIE METROPOLREGION HAMBURG; DIE NUMMERIERUNG DER REIHENFOLGE DER KRITERIEN BEI DER AUFLISTUNG ENTSPRICHT DER NUMMERIERUNG DER IN ABSCHNITT IV.A.1) AUFGELISTETEN MOBILITÄTSGRUPPEN.

Exemplarisch zeigt ABBILDUNG 7 wie sich das Fahrverhalten im Wochenverlauf durchschnittlich verändert, wenn man zwischen Fahrzeugen aus Haushalten mit geringem und hohem Einkommen unterscheidet. Dabei ist zu erkennen, dass Fahrzeuge in Haushalten mit hohem Einkommen generell mehr fahren; an Wochenenden fällt der Unterschied besonders deutlich aus.



ABBILDUNG 7: ANTEIL DER FAHRZEUGE, DIE ZUM JEWEILIGEN ZEITPUNKT IN EINER DURCHSCHNITTlichen WOCHE UNTERWEGS SIND IN METROPOLREGIONEN UNTERSCHIEDEN ZWISCHEN HAUSHALTEN MIT GERINGEN UND HOHEN EINKOMMEN.

In ABBILDUNG 8 ist exemplarisch dargestellt, an welchen Standorten sich in Metropolregionen (wie Hamburg) ein Fahrzeug zu jedem Zeitpunkt in einer durchschnittlichen Woche befindet. Aussagen, die man daraus im Allgemeinen treffen kann, lauten:

- Im Durchschnitt sind nur 3 % der Fahrzeuge unterwegs.
- Zu keinem Zeitpunkt sind mehr als 10 % der Fahrzeuge gleichzeitig unterwegs.
- Über die ganze Woche sind mehr als die Hälfte der Fahrzeuge im Mittel immer zu Hause.
- Bis zu 30 % der Fahrzeuge befinden sich unter der Woche am Arbeitsplatz.
- Deutlich verändertes Fahrverhalten an Wochenenden und Feiertagen.

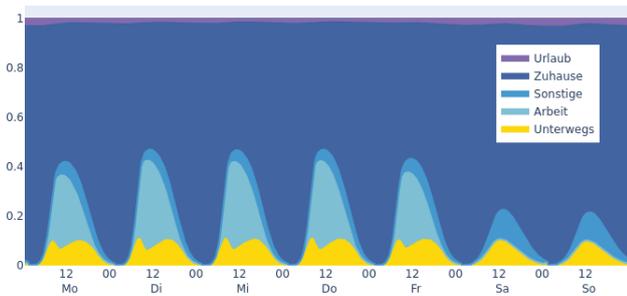


ABBILDUNG 8: VERTEILUNG DES KFZ-STANDORTES IM VERLAUF EINER DURCHSCHNITTLICHEN WOCHE.

Insbesondere kann das Verhalten von Fahrzeugnutzern an Wochenenden, Feiertagen und/oder im Urlaub zu unterschiedlichem Fahrverhalten und damit auch Ladeverhalten führen. Diese Eigenschaften können bei der Auslegung von Niederspannungsnetzen relevant sein, da in diesen Zeiten zwar weniger Fahrzeuge zu Hause und am Stromnetz angeschlossen sind, Reiserückkehrer jedoch einen erhöhten Ladestrombedarf erzeugen können.

B. Ladestrombedarf

Dieser Abschnitt beschreibt die Methodik zur Modellierung der Ladeprofile. ABBILDUNG 9 stellt den schematischen Ablauf des Modells dar.



ABBILDUNG 9: MODELLSCHEMA ZUR ERSTELLUNG DER LADEPROFILE AUS DEN FAHRPROFILEN.

Dabei werden für jedes Fahrzeug der elektrische Verbrauch in kWh/km und die Batteriekapazität berücksichtigt. Durch Festlegung des Ladeortes und der maximalen Ladeleistung ergibt sich eine Zeitreihe mit dem minimalen und maximalen Batteriefüllstand. Die Batteriekapazität bildet damit einen Freiheitsgrad, der bei der Erstellung der Ladeprofile durch die Berücksichtigung bestimmter Ladepräferenzen, z. B. sofort Laden, gesteuertes Laden, genutzt werden kann. Als Ergebnis können dann in Abhängigkeit von den Präferenzen und Gewohnheiten des Fahrzeughalters Ladeprofile abgeleitet werden.

C. Einfluss der Temperaturabhängigkeit

Durch Außentemperaturen, die von den Komforttemperaturen des Fahrzeugnutzers abweichen und die die Batterie besonders beanspruchen, entsteht an besonders heißen und besonders kalten Tagen ein temperaturbedingter erhöhter Energiebedarf. Dies ist gerade im Hinblick auf

Verteilnetzbetrachtungen wichtig, da ein starker Zusammenhang mit anderen temperaturabhängigen Verbrauchern und Erzeugern, vor allem Wärmepumpen, besteht, der für die Auslegung der Netze relevant ist.

Bei der Temperaturabhängigkeit wird zwischen stationärem und instationärem Leistungsbedarf unterschieden. Der stationäre Leistungsbedarf fällt an, wenn während der Fahrt zwischen Außentemperatur und Komforttemperatur ausgeglichen wird und dem Fahrzeug Energie aus der Batterie für Heizung/Kühlung zugeführt werden muss. ABBILDUNG 10 stellt den erhöhten Leistungsbedarf bei Berücksichtigung der Außentemperatur dar. Der Leistungsbedarf des Systems steigt unterhalb von $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, auf Grund des eingeschränkten Betriebsbereiches der Wärmepumpe des E-Kfz, sprunghaft von $2,95\text{ kW}$ auf $4,65\text{ kW}$ an. Im Temperaturbereich zwischen $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ verhält sich der elektrische Leistungsbedarf näherungsweise symmetrisch um den Wert von $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Der instationäre Mehrbedarf eines Fahrzeugs entsteht durch das Aufheizen der Fahrzeugkabine und der Batterie vor der Fahrt und ist in ABBILDUNG 11 dargestellt. Die benötigte Energie zur Vorkonditionierung der Batterie und des Fahrzeugs folgen näherungsweise linear der Umgebungstemperatur. Die Batterie wird bei Temperaturen unter $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ konditioniert.

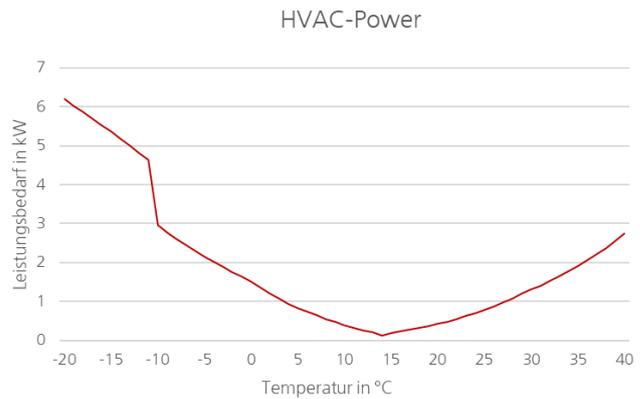


ABBILDUNG 10: TEMPERATURABHÄNGIGER STATIONÄRER LEISTUNGSBEDARF EINES E-KFZ.

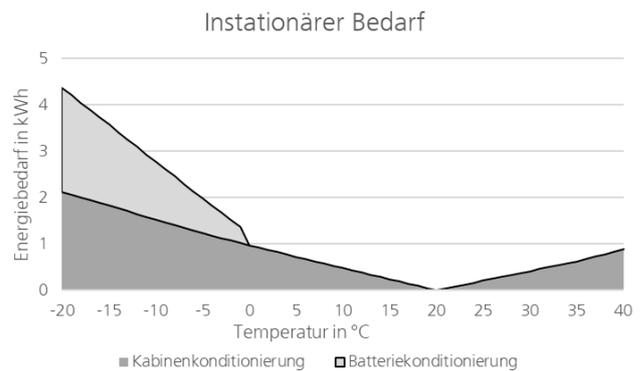


ABBILDUNG 11: THERMISCHE KONDITIONIERUNG EINES E-KFZ.

Für die Modellierungen wurde das Wetterjahr 2012 ausgewählt, da es in diesem Jahr eine besonders lange kalte Periode gab, die eine Extremsituation für die Systemauslegung darstellt (vgl. ABBILDUNG 12). Der Zusatzbedarf ist für jedes Profil individuell und hängt davon ab, wie viele Strecken an Tagen mit kalten Temperaturen gefahren werden und liegt bei den meisten Profilen im

Jahresverlauf bei etwa 10 bis 15 % über dem Verbrauch. Der Zusatzbedarf gilt für alle Kfz innerhalb eines Netzgebiets gleichermaßen und betrifft mit den Wärmepumpen auch andere temperaturabhängige Stromverbraucher.

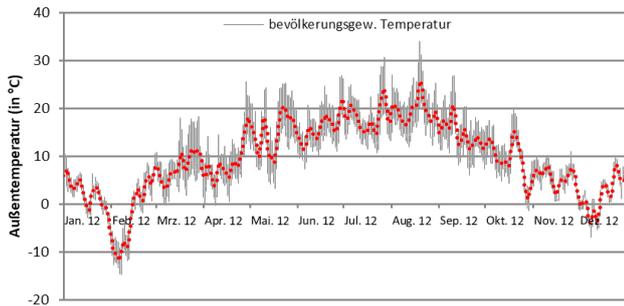


ABBILDUNG 12: BEVÖLKERUNGSGEWICHTETE TEMPERATUR IN DEUTSCHLAND FÜR DAS JAHR 2012. DIE ROTEN PUNKTE ENTSPRECHEN DEM 3-TAGES-MITTELWERT. QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG NACH DWD.

D. Gleichzeitigkeit

Für die Strukturklasse Metropolregion Hamburg unter der Berücksichtigung der Ferienzeiten für die Zuordnung von längeren Reisen bei Haushalten mit Kindern können folgende Beobachtungen hinsichtlich der Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen getroffen werden (siehe ABBILDUNG 13 und ABBILDUNG 14):

- Maximal 13 von 100 Fahrzeugen laden gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,13).
- Leicht erhöhter Bedarf in „kalten“ Monaten.
- Bei 200 Fahrzeugen laden nicht mehr als 20 Fahrzeuge gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,1).
- Bei 20 Fahrzeugen laden bis zu 5 gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,25).



ABBILDUNG 13: ANZAHL GLEICHZEITIG LADENDER FAHRZEUGE FÜR 100 ZUFÄLLIG AUSGEWÄHLTE FAHRZEUGE IM JAHRESVERLAUF, SOWIE DIE JAHRESDAUERLINIE.

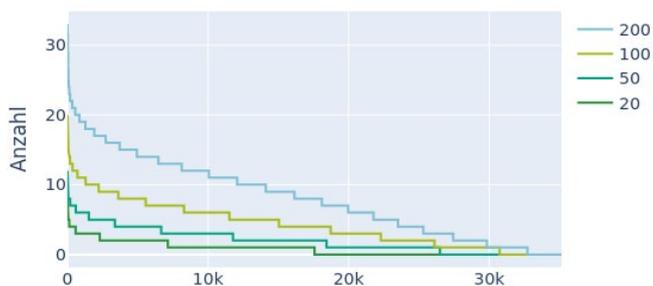


ABBILDUNG 14: JAHRESDAUERLINIE FÜR DIE ANZAHL DER GLEICHZEITIG STROM BEZIEHENDEN FAHRZEUGE FÜR EINE UNTERSCHIEDLICH HOHE ANZAHL AN E-KFZ IM VERGLEICH.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die entwickelte und für Hamburg speziell angewendete Methodik diente dazu, ein konsistentes Szenario für den Hochlauf der E-Mobilität für Deutschland und für Hamburg zu generieren und dabei den gesamtdeutschen regulatorischen Rahmen zu berücksichtigen. Dabei wurden für die Bestimmung der Hochläufe von E-Kfz, der Verortung der Ladestellen und der Ladeprofile Hamburg-spezifische Daten und bestehende Forschungsarbeiten über die Freie und Hansestadt Hamburg (wie z. B. die „Metastudie Elektromobilität“ [1] und die „Fortanschreibung des Hamburger Klimaschutzplans“) berücksichtigt.

Die konkreten Modellergebnisse bilden in erster Linie eine konsistente Datengrundlage für Verteilnetzrechnungen, die im weiteren Verlauf im Projekt für das Netzgebiet der Stromnetz Hamburg GmbH durchgeführt werden sollen. Dazu werden die im Projekt ermittelten und durch den Hochlauf der E-Mobilität verursachten Leistungs- und Energiebedarfe den Netzkapazitäten des Niederspannungsnetzes gegenübergestellt, um entsprechend Ausbau-/Erweiterungsbedarfe regional differenziert zu ermitteln.

Zusätzlich zu den weiteren Aktivitäten im Projekt ist aufgrund der hohen Dynamik bei der Entwicklung der E-Mobilität weltweit und besonders in Deutschland davon auszugehen, dass die verwendeten Eingangsdaten und Annahmen zur Bestimmung der Entwicklungspfade zum Hochlauf der E-Mobilität vergleichsweise unsicher und schnell überholt sein können. Zwei wesentliche Faktoren, die die Entwicklung in den letzten anderthalb Jahren verändert haben, sind zum einen die weltweite COVID-19-Pandemie und zum anderen die verschärften Klimaschutzambitionen vieler Staaten und im Besonderen der Europäischen Union. Deutschlands verschärftes Klimaziel, die Klimaneutralität bis 2045 erreichen zu wollen, hat auch zwingend Auswirkungen auf den Verkehrssektor und damit auch auf den Wandel des Kfz-Sektors hin zu hohen Anteilen an E-Mobilität. Konkret ist dieser Trend bereits an den Absatzahlen von BEV und PHEV in Deutschland zu erkennen, was auch auf die finanziellen Anreize zurückzuführen ist [24]. Daher sollten entsprechende Szenariorechnungen zur Prognose des Hochlaufs der E-Mobilität kontinuierlich entsprechend der aktuellen Entwicklungen angepasst und neu bewertet werden.

LITERATUR

- [1] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg - Metastudie im Auftrag von Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein,“ Hamburg, 2017.
- [2] Hamburg: Behörde für Wirtschaft und Innovation, „Elektromobilität - Hamburger Modell als Blaupause für einen erfolgreichen Markthochlauf,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/bwi/medien/15453882/2021-10-01-bwi-elektromobilitaet/>. [Zugriff am 04. Oktober 2021].
- [3] F. Frischmuth, P. Gauglitz und M. von Bonin, „Ladeinfrastruktur 2.0 - Abschlussbericht für den Unterauftrag an Stromnetz Hamburg GmbH im Rahmen von AP 3,“ Kassel, 2021.
- [4] T. Trost, „Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr: Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem,“ Stuttgart, 2017.
- [5] T. Trost, M. Sterner und T. Bruckner, „Impact of electric vehicles and synthetic gaseous fuels on final energy consumption and carbon dioxide emissions in Germany based on long-term vehicle fleet modelling,“ *Energy 141*, S. 1215–1225, 2017.

- [6] Agora Energiewende, „Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 - Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien,“ 2018.
- [7] Schlüterschen Verlagsgesellschaft mbH & Co.KG, „EEG-Umlage sinkt endlich - ein Problem für Brüssel,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/eeg-umlage-sinkt-endlich-ein-problem-fuer-bruessel>. [Zugriff am 10. Juni 2020].
- [8] ADAC, „Ladestationen für Elektroautos: Das kostet der Strom,“ 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-ladesaeulen-strompreise/>. [Zugriff am 10. Juni 2020].
- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Monitoringbericht 2017,“ Bonn, 2017.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,“ Bonn, 2019.
- [11] IEA - International Energy Agency, „World Energy Outlook 2019,“ Paris, 2019.
- [12] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, „Die zukünftigen Kosten strom-basierter synthetischer Brennstoffe,“ 2018.
- [13] Fraunhofer IEE, „Globaler Power-to-X Potenzialatlas,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>. [Zugriff am 04. Oktober 2021].
- [14] A. Jasper, „Wer trägt die Vollkosten des deutschen Energiesystems der Zukunft? Szenarienbasierte Wirkungsanalyse einer Reform der Entgelt-, Steuern-, Abgaben- und Umlagensystematik,“ Kassel, 2019.
- [15] Öko-Institut e.V., *Agora-EEG-Rechner-Dokumentation (V1_33)*, Berlin.
- [16] *Bundesgesetzbuch: Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften*, 2019, S. 2513.
- [17] Kraftfahrtbundesamt, „Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1),“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.htm. [Zugriff am 10. Juni 2020].
- [18] O. A. Alexander Windt, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Studie im Auftrag des BMVI,“ 2020.
- [19] GfK Geomarketing, „GfK Bevölkerungsstrukturdaten,“ GfK Geomarketing, 2020.
- [20] P. Gauglitz, J. Ulfers, G. Thomsen, F. Frischmuth, D. Geiger und A. Scheidler, „Modeling Spatial Charging Demands Related to Electric Vehicles for Power Grid Planning Applications,“ *ISPRS International Journal of Geo-Information*, Bd. 9, S. 699, 2020.
- [21] BMVI, infas, DLR, IVT, infas 360, „infas: Mobilität in Deutschland – MiD. Ergebnisbericht,“ Berlin, Bonn, 2019.
- [22] P. Gauglitz, D. Geiger, J. Ulfers und E. Zauner, „Modeling public charging infrastructure considering points of interest and parking potentials,“ *European Geosciences Union General Assembly 2021*, 2021.
- [23] Bundesanstalt für Straßenwesen, „Automatische Straßenverkehrszählung auf Autobahnen und Bundesstraßen,“ 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html.
- [24] Kraftfahrtbundesamt, „Pressemitteilung Nr. 31/2021 - Neuzulassungen von Personenkraftwagen im Jahresverlauf 2021 nach Marken und alternativen Antrieben,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/Fahrzeugzulassungen/alternative_Antriebe/pm31_2021_Antriebe_06_21_komplett.html?nn=3033666. [Zugriff am 18. August 2021].

Abschätzung des Energiebedarfs im Hamburger Hafen durch die Elektrifizierung von Containerschiffen im Projekt dtec emob

Andreas Stadler^{*‡}, Henrik Wienken[‡], Nils Pinke, Maik Plenz, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*andreas.stadler@hsu-hh.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt.

Kurzfassung – Aufgrund der schnellen Elektrifizierung der Mobilität kommt es zu erhöhten Energiebedarfen im gesamten Stromnetz. Im Projekt dtec emob werden diese analysiert und aufbauend darauf eine KI-basierte, innovative Netzsteuerung für die Hamburger Metropolregion entwickelt. Zur Analyse des Energiebedarfs im Hamburger Hafen wird eine theoretische Betrachtung der Elektrifizierung des Hafens und der Containerschiffe durchgeführt. Dabei wird zwischen den Schiffstypen Seeschiff und Binnenschiff und zwischen den Energiebedarfen auf Fahrt und an der Liegestelle unterschieden. Für diese Teilbereiche werden Analysen der für das Jahr 2050 prognostizierten elektrischen Lasten mithilfe von aktuellen Entwicklungsprognosen durchgeführt. Die Auswertung ergibt einen jährlichen zusätzlichen Energiebedarf zwischen 14,5 und 18,5 GWh.

Stichworte – *Elektromobilität, Hamburger Hafen, Elektrifizierung, Landstrom, elektrische Schiffe*

NOMENKLATUR

AGV	Automated Guided Vehicle
AMP	Alternative Maritime Power
CTA, CTB, CTT	Containerterminal: Altenwerder, Burchardkai, Tollerort
F&I	Forschung und Innovation
HHLA	Hamburger Hafen und Logistik AG
HPA	Hamburg Port Authority
IMO	International Maritime Organisation
ITTC	International Towing Tank Conference
KI	Künstliche Intelligenz
KMS	Landstrom: Kabelmanagementsystem
LIS	Ladeinfrastruktur
LLM	Last- und Lademanagement
LNG	Liquefied Natural Gas
NÜS	Netzüberwachungsstelle
RGM	Rail Mounted Gantry Crane
SL	Landstrom: Steuerung Land

SS	Landstrom: Steuerung Schiff
TEU	Twenty-Foot Equivalent Unit (20-Fuß-Standardcontainer)
VN	Verteilnetz
a_i	Stufenfunktion Be-/Entladung der Container
b_e, b_z	Be-/Entladungsfunktion der Container eines Schiffs
d in km	Entfernung
E, E_S, E_B in Wh	Energiebedarf: Allgemein, Schiff, Batterie Binnenschiff
E_{SB} in Wh/tkm	Spezifischer Energiebedarf Binnenschiff
e	Technischer Koeffizient Antrieb
k	Konstante des Leistungs-Geschwindigkeitszusammenhangs
n_L	Anzahl der benötigten Ladungen eines Binnenschiffs
$P, P_A, P_B, P_C, P_E, P_{LS}, P_N$ in W	Leistung: Antrieb, Wärmeerzeugung, Kühlcontainer, elektrische Verbraucher, Landstrom, Nebenverbraucher
$\bar{P}_{C,i}$ in W	Durchschnittlicher Kühlcontainer Leistungsbedarf
p in \$/t	Kraftstoffpreis
\bar{Q}_{opt} in TEU	Optimale gemittelte Schiffsgröße
Q in TEU	Schiffsgröße
r in TEU/Tag	Frachturnschlagsrate
s_B, s_C in %	Anteil: elektrische Binnenschiffe, Containertransporte Binnenschiffe
T in K	Temperatur
tkm	Tonnenkilometer
t, t_p in s	Zeit, Hafenliegezeit

v in m/s	Geschwindigkeit
V_L in tkm	Beförderungsleistung
w	Technischer Koeffizient Betrieb
x	Potenz des Leistungs-Geschwindigkeitszusammenhangs
z	Technischer Koeffizient Konstruktion
β	Beladung des Schiffs (Abhängigkeit)
λ	Ladung der Kühlcontainer (Abhängigkeit)
σ	Schiffsparameter (Abhängigkeit)

I. EINLEITUNG

Bedingt durch die Klimaschutzziele in Deutschland und in der Europäischen Union ist eine umfassende Elektrifizierung der Mobilität notwendig. Die Umsetzung ist aktuell vor allem an den Wachstumsraten der zugelassenen elektrischen Personenkraftwagen zu erkennen. Seit 2011 ist die Anzahl der Elektrofahrzeuge jährlich im Schnitt um mehr als 65 % angestiegen [1]. Durch diese starken Wachstumsraten erhalten E-Pkw große Beachtung und stehen forschungsseitig im Mittelpunkt der Analysen. Weitere Mobilitätsträger, wie zum Beispiel elektrifizierte Lkw und Schiffe werden bisher trotz höherer Ladeleistungen im MW-Bereich vernachlässigt.

Im elektrischen Netz ist der Ausbau von Betriebsmitteln und die Netzmodernisierung zeitaufwändig und kostenintensiv. Gleichzeitig beträgt die Abschreibung der Betriebsmittel meist mehrere Jahrzehnte, weshalb eine optimierte Planung und Umsetzung angestrebt werden muss. Häufige Ausbauten und Anpassungen derselben Leitung aufgrund von unzureichenden Planungen müssen zur Erreichung der Effizienzziele vermieden werden. Deshalb werden in dem Projekt dtec emob („Digitalisierung und Elektromobilität: Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität“) die Energie- und Leistungsbedarfe von allen Mobilitätsträgern berücksichtigt. Um Ausbauten und Modernisierungen möglichst gering zu halten, werden hierfür Synergien zwischen Ladeinfrastrukturen unterschiedlicher Elektromobilitätsträger analysiert und ausgenutzt. Zusätzlich wird eine dynamische, intelligente und innovative

Netzsteuerung entwickelt. Zentral dafür wird ein auf künstlicher Intelligenz (KI)-basiertes Last- und Lademanagement (LLM) der verschiedenen Mobilitätsträger sein.

Das Projekt läuft seit Anfang 2021 bis Ende 2024, der Betrachtungsfokus liegt auf der Metropolregion Hamburg. Eine grobe Projektskizze sowie die Arbeitspakete sind in ABILDUNG 1 dargestellt. Das Projekt startet mit einer State-of-the-Art Analyse, bei der sowohl die aktuelle Anzahl und Verteilung aller Mobilitätsträger als auch Ladeinfrastruktur und das Ladeverhalten analysiert werden. Zudem wird das Verknüpfungspotential von Ladeinfrastrukturen verschiedener Mobilitätsträger betrachtet. Auf diesem aktuellen Stand aufbauend, wird eine Metastudie erstellt, die die zukünftige Entwicklung zum Hochlauf der verschiedenen Mobilitätsträger zusammenfasst. Mithilfe der geografischen Zuordnung der mobilen Lasten zu den einzelnen Hamburger Umspannungsgebieten und deren Leistungsreserven, wird eine Empfehlung zu Netzausbauten und Modernisierungsmaßnahmen gegeben.

Auf die theoretischen Analysen folgt der praktische Teil des Projektes, welcher den Aufbau von verschiedenen Laboren umfasst. Begonnen wird dabei mit Analysen des Lastverhaltens unter Laborbedingungen. In Testlaboren werden Messungen an uni- und bidirektionalen Ladeinfrastrukturen unterschiedlicher Leistungsklassen unter variierenden Lastbedingungen durchgeführt. Zur Analyse der Einflüsse der klimatischen Bedingungen auf die Energiespeicher, die Energieverbräuche sowie auf die Ladevorgänge von Elektromobilitätsträgern, wird ein Klimalabor aufgebaut. Zusätzlich werden Grundlagen für das KI-basierte Last- und Lademanagement gelegt.

Damit auch Einflüsse unter Realbedingungen analysiert werden können, werden Forschungs- und Innovationslabore in der Metropolregion Hamburg aufgebaut. Dabei werden auch erste Last- und Lademanagementsysteme implementiert und getestet. Mithilfe von verschiedenen Partnern soll dabei ein Schwerpunkt auf zukünftige Ladekonzepte gesetzt werden.

Durch die Digitalisierung werden die Ergebnisse dieser praktischen Umsetzungen im methodischen Teil ausgewertet und für den Aufbau und die Erweiterung von KI-Ansätzen im Last- und Lademanagement verwendet. Zusammen mit den Ergebnissen aus der Metastudie wird ein, auf zukünftige

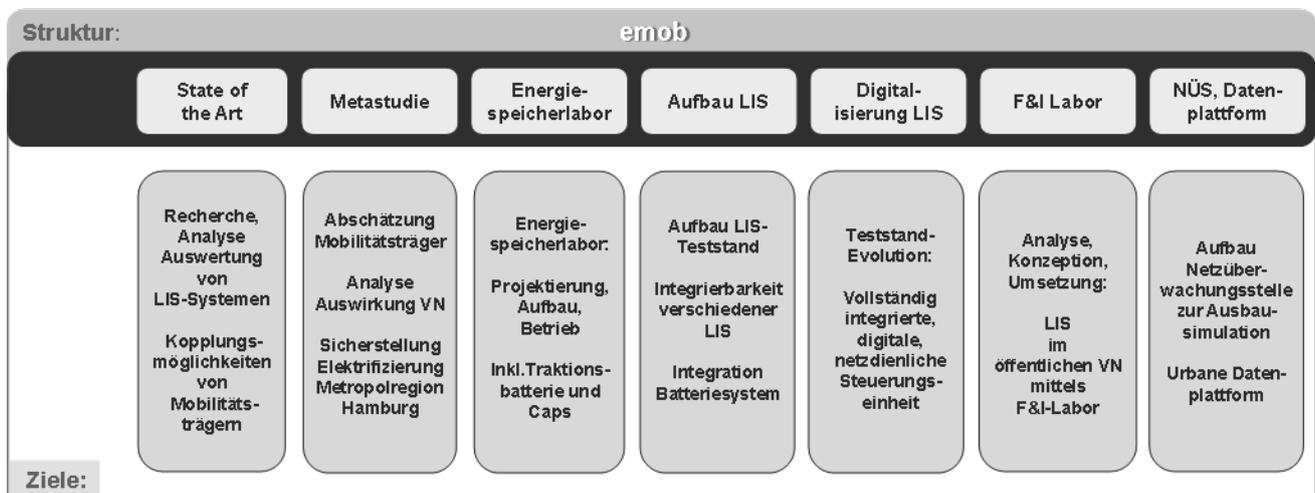


ABBILDUNG 1: PROJEKTÜBERSICHT DES PROJEKTS DTEC EMOB.

Anforderungen ausgerichtetes, optimiertes und intelligentes Netzsteuerungssystem entstehen. Dabei werden die Ergebnisse der vorherigen Arbeitspakete sowie die Hochlaufsznarien miteinander verknüpft und auf das reale Netz projiziert. Damit kann eine optimierte Planung des Netzes unter realen und zukünftigen Bedingungen sichergestellt werden und mit Echtzeitdaten eine KI zum bestmöglichen LLM-Einsatz angeleitet und trainiert werden. Abschließend sollen in einer digitalen Netzüberwachungsstelle die „live“-Netzzustände mit den Auslastungen der Untergebiete dargestellt werden. Dies erleichtert die Identifizierung der zukünftig auftretenden Problemstellen.

In diesem Bericht wird in Vorbereitung auf die Metastudie die Frage nach dem, durch die Elektrifizierung der Containerschiffahrt verursachten, zusätzlichen Energiebedarf des Hamburger Hafens im Jahr 2050 untersucht. Dabei werden die Grundlagen und das Vorgehen der Metastudie aufgezeigt. In Kapitel II wird der Hafen beschrieben, in Kapitel III erfolgt die theoretische Herleitung der Energiebedarfe von Schiffen. Kapitel IV zeigt die Hochlaufsznarien, die Entwicklungsznarien und den daraus resultierenden Energiebedarf für das Jahr 2050. Die resultierenden Ergebnisse und ein Ausblick auf die Metastudie werden in Kapitel V diskutiert. Kapitel VI gibt einen Ausblick auf das weitere Vorgehen.

II. DER HAMBURGER HAFEN ALS GÜTERUMSCHLAGPLATZ

Der offene tideabhängige Hafen in Hamburg ist unter dem Dachverband Hamburg Port Authority (HPA) organisiert. Mit 126,3 Mt umgeschlagenen Seegütern wurden im Jahr 2020 knapp 40 % der in deutschen Seehäfen umgeschlagenen Güter abgefertigt. Hierzu zählen der Container- und der Stückgüterumschlag mit insgesamt ca. 87,8 Mt und die Massengutabfertigung in Form von Flüssig-, Saug- und Gefrieren mit 38,5 Mt [2]. Die Gesamtfläche der HPA umfasst ca. 72 km², bezogen auf die Gesamtfläche der freien Hansestadt Hamburg sind dies fast 10 %. Mit rund 156.000 Arbeitsplätzen in der Metropolregion Hamburg ist die HPA ein wichtiger Arbeitgeber und Wirtschaftsfaktor der Region [3]. Über die drei Seehäfen Rotterdam, Antwerpen und Hamburg werden ca. 60 % des europäischen Im- und Exports abgewickelt. Die Wettbewerbsfähigkeit der HPA gegenüber den europäischen Marktteilnehmern wird über den Preis, die Zuverlässigkeit und die Geschwindigkeit der Hafenlogistik eingestellt [4]. Es wird jeweils derjenige Hafen zum Umschlagen angelaufen, der eine schnelle, kostengünstige und sichere Anbindung in die jeweilige Start-/Zielregionen bietet. Aus dieser Motivation heraus ist eine effiziente und zuverlässige Hafenlogistik zwingend notwendig [5], [6].

Im Bereich des Containertransports ist durch die industrielle Standardisierung der Massengutabfertigung ein besonders starker Wettbewerb zu verzeichnen [7]. Eine gängige Bezugsgröße im Bereich der Überseecontainer sind genormte ISO-Container, ein „TEU“ (Twenty-foot-Equivalent-Unit). Diese Bezeichnung ist auf das Standardcontainermaß mit der Kantenlänge von 6,058 m zurückzuführen (siehe ABILDUNG 2).

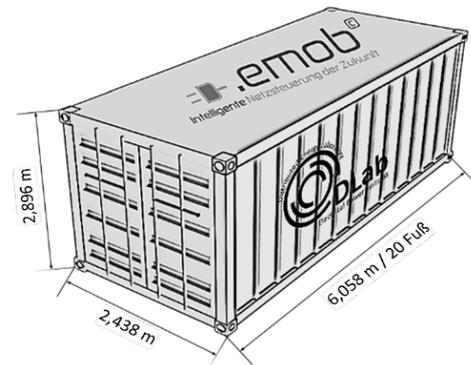


ABBILDUNG 2: 20-Fuß-STANDARDCONTAINER IN ANLEHNUNG AN [8].

Im Hamburger Hafen erfolgt die Containerabfertigung über insgesamt vier Hafenterminals, diese verfügen über knapp 300 Liegeplätze für Seeschiffe. Mit ca. 8,5 MTEU ist der Hamburger Hafen auf Platz drei der größten Containerseehäfen Europas und ist der Hauptschlagplatz für internationale Transporte in Deutschland [9]. Die beiden Hauptakteure im Bereich der Containerabfertigung sind die EUROGATE Container Terminal Hamburg GmbH und die Hamburger Hafen und Logistik AG (HHLA), die HHLA unterhält drei Containerterminals im Hamburger Hafen Altenwerder (CTA), Burchardkai (CTB) und Tollerort (CTT) (siehe ABILDUNG 3).

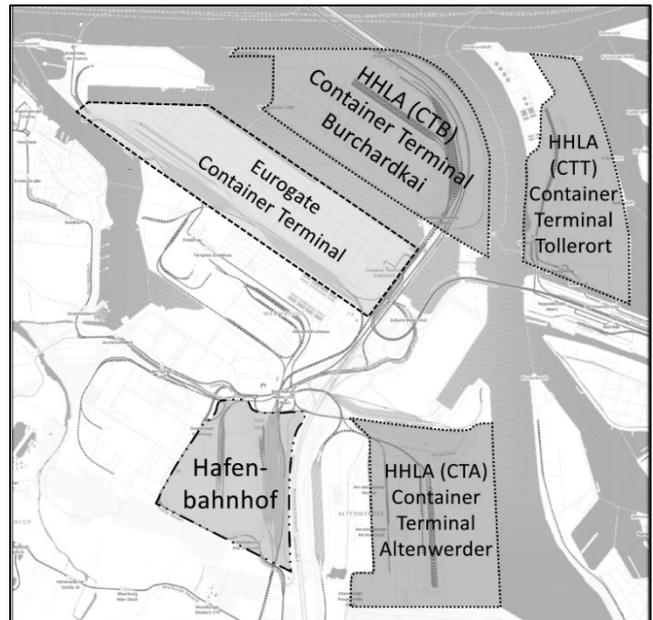


ABBILDUNG 3: KARTE DES HAMBURGER HAFENS [10].

A. Hafenlogistik und Hinterlandanbindung

Um den Umstand zu verdeutlichen, dass der Containertransport im höchsten Maße standardisiert ist, wird in diesem Abschnitt die interne Hafenlogistik thematisiert. Die einzelnen Prozesse und deren Zusammenhänge im Hafenbetrieb können so genauer identifiziert und nachvollzogen werden. Im Anschluss werden mit diesem Wissen technische Lösungsansätze und Innovationen zur Gestaltung einer nachhaltigen und klimaschonenden Logistikkette aufgezeigt.

Die Suprastruktur umfasst die gesamte Hafenlogistik, hierzu zählen neben der Intralogistik wie Transport-, Umschlag- und Lagerlogistik auch die Beschaffungs- und

Verarbeitungsprozesse, die im Hafenbetrieb anfallen [11]. Die Hinterlandanbindung stellt die landseitige Güterversorgung des Hafens sicher. Durch den stetigen europaweiten Ausbau der Schienenanbindung ist der Verladebahnhof der HPA der größte Bahnhof in Europa [12]. Der Anteil am schienengebundenen Gütertransport wurde sukzessive über die letzten Jahre ausgebaut, sodass im Jahr 2020, knapp 50,7 % der im Hamburger Hafen transportierten Güter über die Schiene verlief. Der Gütertransport über die Straße wird primär durch Lkw durchgeführt und besitzt einen Anteil von 40,3 %, weitere 9,0 % erfolgen durch die Binnenschifffahrt [13].

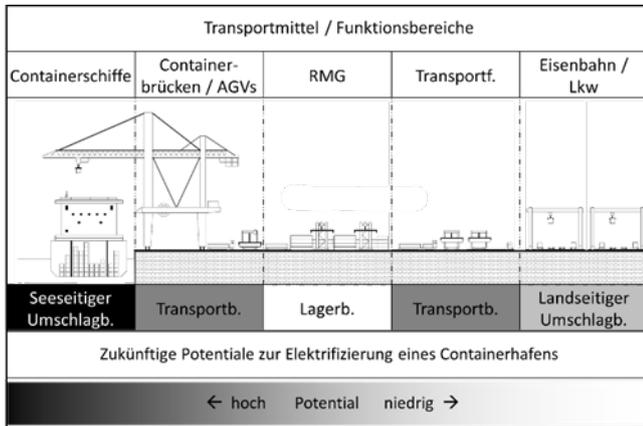


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHER AUFBAU EINES CONTAINER-TERMINALS IN ABHÄNGIGKEIT DER POTENTIALE ZUR ELEKTRIFIZIERUNG, IN ANLEHNUNG AN [6].

In ABBILDUNG 4 ist der schematische Ablauf der Containerabfertigung gezeigt. Seeseitig erfolgt der Gütertransport durch Containerschiffe, die größten von ihnen haben eine Ladekapazität von über 20 kTEU. Pro Schiffsanlauf werden bis zu 14 kTEU geladen bzw. gelöscht. Vor dem Umschlagen machen die Schiffe am vorgesehenen Liegeplatz fest, im nächsten Schritt werden die Containerbrücken positioniert und deren zum Wasser gerichteten Ausleger aus ihrer nahezu senkrechten Warteposition waagrecht über die Schiffe positioniert, (siehe ABBILDUNG 4). Die größten Containerbrücken am CTB, überspannen eine Länge von 80 m und können bis zu 26 Containerreihen nebeneinander bedienen. Pro Stunde sind 20 – 45 Umschlagbewegungen möglich, bei jeder Bewegung können maximal vier TEU transportiert werden. Mit einer automatisierten Hauptaufkatze werden die Container vom Schiff auf eine Löschplattform transportiert. An dieser Stelle beginnt der vollautomatisierte Umschlag. Die Portalkatze befördert führerlos die Container auf ein Transportfahrzeug [14]. Diese Automated Guided Vehicle (AGV) transportieren die Container zwischen den Containerbrücken und dem Hafencontainerlager. Ein schienengebundener Portallagerkran, engl. Rail Mounted Gantry Crane (RMG), übernimmt den Container zur Zwischenlagerung ins Containerlager. Das Hafencontainerlager ist nahezu an allen Umschlagsprozessen eines Containerterminals beteiligt und fungiert als zentrale Verteilstation. Von hier aus werden die Container entweder seeseitig erneut auf ein Schiff verladen oder über die Schiene und Straße ins Hinterland transportiert.

B. Nachhaltigkeitziele in der Hafenentwicklung

Die Ziele der HHLA sind u. a. eine nachhaltige und ökologische Hafenentwicklung, wobei bis zum Jahr 2040 eine Klimaneutralität erreicht werden soll. Zur Erreichung dieser Zielstellung der Unternehmensführung ist ein nachhaltiges

Management essenziell, welches strategische Investitionen in den Bereichen Energieeffizienz und Klimaneutralität durchführt. Diese Ziele sind direkt an die variable Vergütung des Vorstandes gekoppelt, als eine Nachhaltigkeitskomponente im Bereich Umwelt und Ökologie [15], [16], [17].

Ein Beispiel für bereits umgesetzte Anstrengungen in diesem Bereich sind die im vorigen Kapitel erwähnten AGVs. Am CTA können die AGVs neben der Intralogistik auch noch zur Stabilisierung der Netzfrequenz des Stromnetzes genutzt werden. Die neueste Generation AGVs besitzt die Fähigkeit, Energie wieder zurück ins Netz zu speisen. Dieses Vehicle-to-Grid Verhalten optimiert die im Durchschnitt bis zu einem Drittel des Jahres in Warteposition befindenden AGVs, die in dieser Zeit zur Verfügung stehende Batteriekapazität kann netzdienlich temporär als Primärregelleistung dem Strommarkt zur Verfügung gestellt werden. Bis zum Jahr 2022 ist geplant, dass die knapp 100 AGVs am CTA rein elektrisch angetrieben werden und mit den 18 bidirektionalen Ladeterminals eine rechnerische Gesamtregelleistung von 4 MW bereitstellen können [18], [19].

Gleichzeitig wird an einer ökologischen Hinterlandanbindung gearbeitet. Die Abfertigung und der Bahntransport eines 20-Fuß-Standardcontainers vom Containerterminal über eine Distanz von 700 km emittiert ca. 80 kg CO₂ je TEU [15]. Zur Nachhaltigkeitsstrategie des CTAs gehört, dass durch Dieselmotoren und Erdgas entstehende CO₂-Emissionen, mithilfe von Kompensationsmaßnahmen bilanziell ausgeglichen werden. Im Jahr 2019 wurde hierdurch das CTA als weltweit erster klimaneutraler Containerhafen zertifiziert.

Eine zukünftige Reduzierung des Kompensationsbedarfs wird möglich, indem die Elektrifizierung des Terminals weiter vorangetrieben und die elektrische Versorgung über erneuerbaren Energieträgern erfolgt. Eine seeseitige Elektrifizierung der Schiffe über Landstromversorgung wird im Unterkapitel III.B genauer betrachtet. Um eine Prognose über die zukünftig benötigte elektrische Energie im Hafengebiet treffen zu können, ist es notwendig die Entwicklung der Schiffsanläufe und der -größe bzw. deren Containerkapazitäten zu identifizieren (siehe ABBILDUNG 4). Im kommenden Abschnitt C wird ausgeführt, welche Faktoren hierbei relevant sind und wo Begrenzungen vorliegen.

C. Entwicklung der Containerschiffsgröße

Die Hafenproduktivität des Hamburger Hafens ist über die letzten Jahrzehnte stetig gestiegen. Die Ursache für diese Entwicklung wird in diesem Abschnitt analysiert. Mit dieser Analyse wird aufgezeigt, wie der steigende Wettbewerb zwischen den internationalen Seehäfen erfolgt und wo aktuell die Grenzen für weitere Steigerungen liegen.

Im Transportsektor besteht stets die Forderung, die Frachtstückkosten zu minimieren (siehe Unterkapitel A). Für den Transport von Containern lässt sich eine Gesamtkostenfunktion C_T für Schiffe ableiten, die sich aus Kosten im Hafen C_P plus Kosten auf See C_S zusammensetzt, wie in Formel (1) dargestellt.

$$C_T = C_P + C_S \quad (1)$$

Unter der Annahme einer konstanten Frachtumschlagsrate r im Hafen, entsteht mit der Steigerung der Schiffsladekapazität eine längere Umschlagszeit. Dies führt wiederum zu höheren Kosten für den Reedereibetreiber. Die Umschlagszeit t_p in einem Hafen

ergibt sich aus der Zeit, die zum Löschen und anschließenden Beladen eines Schiffs der Größe Q mit einer Frachturnschlagsrate r erforderlich ist.

$$t_p = \frac{2Q}{r} \quad (2)$$

Zur Veranschaulichung dient folgendes Rechenbeispiel in Rechnung (3): Bei einem Containerschiff sind 10 kTEU umzuschlagen, das Löschen und anschließende Beladen erfolgt mit Hilfe von fünf Containerbrücken gleichzeitig, wobei jede Brücke durchschnittlich 30 Bewegungen/Stunde schafft. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass bis zu vier TEU pro Hub transportiert werden können.

$$1,4 \text{ Tage} \approx 33,3 \text{ h} = \frac{2 * 10 \text{ kTEU}}{\frac{30}{\text{h}} * 4 \text{ TEU} * 5} \quad (3)$$

Dieses einfache Rechenbeispiel zeigt auf, dass für die Reedereibetreiber nur dann eine Kostenreduzierung pro umgeschlagenen TEU im Hafen entsteht, wenn die Schiffsabfertigungen mit zunehmender Schiffsgröße schneller und somit effizienter erfolgen kann. Ein Reedereibetreiber ist stets bestrebt, den für sich kosteneffizientesten Hafen anzulaufen. Somit stehen die einzelnen Hafenbetreiber mit ihrer jeweiligen Umschlagsrate und der Hafenproduktivität im direkten Wettbewerb. Um als Hafen wettbewerbsfähig zu bleiben muss die eigene Produktivität stetig gesteigert und Entwicklungen und Innovationen schnellst möglich umgesetzt werden, damit der Anschluss zu anderen Marktteilnehmern nicht verloren geht.

In der bisherigen Betrachtung wurde nur die Frachturnschlagsrate als entscheidende Einflussgröße betrachtet. Damit auch in Bezug auf eine Landstromversorgung eine Aussage über die benötigte elektrische Energie im Hafen getroffen werden kann, sind die zukünftigen Schiffsgrößen ebenfalls entscheidend. Mit der Gleichung (4) kann eine optimale Durchschnittscontainerschiffsgröße in Abhängigkeit von Hafen- und Schiffsparameter bestimmt werden. Für eine Reederei ergibt sich eine optimale Schiffsgröße aus den minimalen Schiffsbetriebskosten pro TEU. Eine vollständige Herleitung der Formel (4) ist in [20] einzusehen. Im hinteren Term der Formel werden die technischen Koeffizienten Antrieb e , Betrieb w und Konstruktion z nach [21] aufgeführt. Per Definition drücken sie die Größenkostensparnisse in Abhängigkeit zur Schiffsgröße aus. Die Gesamtkosten für Schiffbau, Betrieb und Treibstoff steigen stetig mit der Größe der Schiffe, jedoch entsteht durch Senkung der Stückkosten je zusätzlich transportierbaren Container ein Kostenvorteil. Eine Steigerung der Schiffsgeschwindigkeit v kann nur durch einen erhöhten Kraftstoffverbrauch erfolgen. Jedoch wird eine optimierte ökonomische Betriebsweise der Schiffsgeschwindigkeit primär über den aktuellen Kraftstoffpreis p gesteuert. Diese ist primär auf externe Markteinflussfaktoren zurückzuführen [22]. Im Linienbetrieb pendeln Containerschiffe stets zwischen den jeweiligen Zielhäfen bzw. Routen. Aus der Sichtweise von festen Handelsrouten kann somit die Entfernung d als konstant angenommen werden.

$$\bar{Q}_{\text{opt}} = \frac{dr}{2v} \left(1 + \frac{pe}{z + w} \right) \quad (4)$$

Die Entwicklung der Frachturnschlagsrate ist verglichen mit dem Jahr 1968 von 12–18 TEU/Stunde auf ca. 120 TEU/Stunde gestiegen. Auch wenn technologische

Weiterentwicklungen die Schiffsgröße positiv beeinflussen, ist der primäre Treiber der Schiffsgrößenentwicklung die Frachturnschlagsrate. In Zusammenhang mit dem zu Beginn aufgezeigten internationalen Wettbewerb der Seehäfen untereinander und der Zunahme an Gütertransporten, welche bedingt durch Globalisierung, Handelsliberalisierung und Wettbewerb zwischen Nationen verursacht werden, sind weitere Zuwächse bei der Anzahl der umzuschlagenden Güter zu erwarten ABBILDUNG 5.

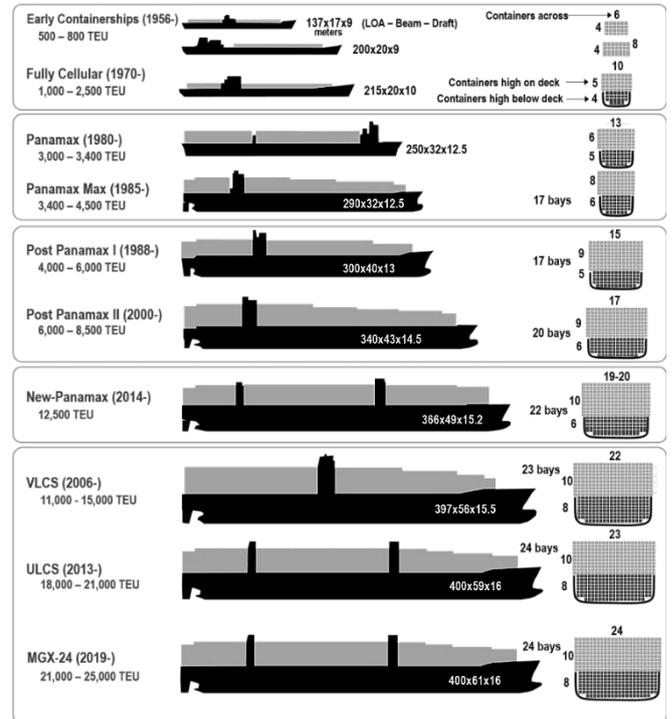


ABBILDUNG 5: ENTWICKLUNG DER CONTAINERSCHIFFSGRÖßE [23].

Ein limitierender Faktor bei der Gestaltung der Schiffsgröße ist der Tiefgang der Schiffe. Zwei sehr bedeutende Engstellen sind der Panamakanal (Tiefgang 15,2 m) in Panama und der Suezkanal (Tiefgang 20,1 m) in Ägypten. Die diesem Tiefgang entsprechend vorhandene Hafenzugänglichkeit stellt die HPA und den Hamburger Hafen zunehmend vor große Herausforderung [24]. In der bisherigen Entwicklung zeigt sich, dass der Forderung nach Anpassung der Hamburger Fahrrinnen immer wieder nachgekommen wurde. Betrug im Jahr 1860 die Fahrrinntiefe der Elbe bei mittlerem Tideniedrigwasser noch 4,50 m, wird zukünftig angestrebt, Schiffe mit einem Tiefgang von min. 13,50 m die Einfahrt zum Hafen zu ermöglichen [25], [26]. Umweltverbände kritisieren eine weitere Fahrrinnenanpassung und verweisen auf unzumutbare finanzielle und ökologische Belastungen [27].

III. ENERGIEVERBRÄUCHE IN DER SCHIFFFAHRT

In Kapitel II wurde verdeutlicht, welche Entwicklungszyklen, Anforderungen und elektrischen Lasten im Hamburger Hafen bisher bestehen und aus welchen Motiven eine zukünftige Anpassung und Optimierung erforderlich ist. In dem folgenden Kapitel wird analysiert, welche Anforderungen entstehen, um eine vollständige Elektrifizierung des Hafens zu ermöglichen.

Die Elektrifizierung der Schifffahrt kann in zwei Anwendungsfälle unterteilt werden: die komplette elektrische Versorgung des Schiffs während der Fahrt und die Versorgung

von Verbrauchern mithilfe von landseitigem Strom im Hafen. Die Energieverbräuche beziehungsweise Leistungsbedarfe der beiden Fälle werden in den Unterkapiteln A und B hergeleitet.

Die Leistungsbedarfe eines Schiffs lassen sich in drei Verbraucherkategorien einteilen: den Antrieb P_A (Antriebsmotor), die Dampf- und Wärmeerzeugung P_B (Boiler) und die Versorgung der elektrischen Verbraucher P_E (Generator). Formel (5) beschreibt die Abhängigkeit von den Schiffsparametern σ , der Beladung β , der Zeit t und der Temperatur T .

$$P_S(t, T, \sigma, \beta) = P_A(t, \sigma, \beta) + P_B(t, \sigma) + P_E(t, \sigma, \beta) \quad (5)$$

Der Bedarf der elektrischen Energie E berechnet sich als Integral der Leistung über den betrachteten Zeitraum.

A. Versorgung des Schiffes während der Fahrt

Damit das Potential von rein batteriebetriebenen und batterie-kraftstoff-hybriden Schiffen analysiert werden kann, muss der benötigte Energieinhalt der Akkumulatoren berechnet werden.

Die vom Boiler erzeugte Wärme wird überwiegend zur Erwärmung des Kraftstoffes benutzt um dessen Viskosität zu verringern und ihn vorzuwärmen. Dies ist bei der rein elektrischen Schifffahrt nicht nötig. Die benötigte Energie berechnet sich zu:

$$E_S = \int_{t_0}^{t_1} P_A(t, \sigma, \beta) + P_E(t, \sigma, \beta) dt. \quad (6)$$

Da zum Schutz der Anwohner der Schadstoffausstoß reduziert werden soll, bietet sich die Strecke zwischen dem Übergang von Elbe und Nordsee und dem Hamburger Hafen als Beispiel für die Analyse des rein elektrischen Betriebs an. Die Strecke ist etwa 95 km lang und kann in vier Gebiete mit verschiedenen Geschwindigkeitsvorgaben eingeteilt werden. Im Folgenden werden für diese Strecke die benötigten Energiekapazitäten hergeleitet.

Aijjou et. al misst und analysiert den Energiebedarf eines mittelgroßen Containertransporters mit einer Ladefähigkeit von 2900 TEU auf der Dreiecksroute Nordeuropa – Marokko – Westafrika [28]. Das betrachtete Schiff hat einen Antriebsmotor mit 22,7 MW und drei Nebengeneratoren mit insgesamt 1,9 MW Leistung. Die durchschnittliche gemessene Leistung der Antriebsmotoren liegt bei 9 MW, die der Nebengeneratoren bei 1,1 MW.

In der Schifffahrt werden Antriebsmotoren so ausgelegt, dass die erwünschte Geschwindigkeit (typischerweise 25 Knoten) auch unter nicht optimalen Bedingungen erreicht werden. Dafür sind Reserven in der maximalen Motorleistung vorgesehen, am meisten Beachtung finden die „Sea Margin“ und die „Engine Operation Margin“. Die „Sea Margin“ (Seereserve) beinhaltet Leistungsbedarfe entstehend aus den nicht optimalen Wetterbedingungen und Wasserbedingungen, und ist damit ausschließlich abhängig von den Umgebungsbedingungen. Die „Engine Operation Margine“ (Motorbetriebsreserve) beinhaltet eine Reserve, sodass der Motor in einem möglichst kraftstoffsparenden Bereich betrieben wird. Damit ist sie ausschließlich von den Motorparametern abhängig. Typische Werte nach einem ITTC (International Towing Tank Conference) Leitfadens [29] sind 15 % – 25 % für die Seereserve und 10 % – 15 % für die Motorbetriebsreserve.

Für die folgende Herleitung des Energieverbrauchs wird angenommen, dass für das in [28] bemessene Schiff insgesamt 15 % Reserven vorhanden sind (der Motor läuft mit 85 % der maximalen Leistung bei einer Geschwindigkeit von 25 Knoten). Um die Leistung für andere Geschwindigkeiten abzuschätzen, wird häufig der Ansatz aus Gleichung (7) verwendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Motorenleistung P proportional zur x -ten Potenz der Geschwindigkeit v multipliziert mit einer Konstanten k ist.

$$P \propto kv^x \quad (7)$$

In [30] wird der Kraftstoffverbrauch bei verschiedenen Geschwindigkeiten analysiert. Dabei liegen die Werte von x zwischen 1,5 und 2,2. Für diese Arbeit wird der Mittelwert von 1,85 angenommen. Die Ergebnisse der Energieverbräuche für die Elbstrecke für das in [28] bemessene Schiff sind in TABELLE I gezeigt.

TABELLE I: BESCHREIBUNG DER PARAMETER DER VIER ELBABSCHNITTE ZWISCHEN NORDSEE UND HAMBURGER HAFEN.

Abschnitt	1	2	3	4	Gesamt
Länge in km	24	20	34	17	95
Geschwindigkeit in Knoten	15	14	12	10	
Motorleistung in %	7,5	6,6	5,0	3,5	
Fahrdauer in min	52	46	92	55	245
Energieverbrauch in MWh	7,4	5,9	9,3	4,3	26,9

Der gesamte Energieverbrauch für die Strecke liegt bei 26,9 MWh. Dies ist mit dem aktuellen Stand der Batterietechnologie kaum realisierbar und nicht wirtschaftlich. Damit kann der rein elektrische Betrieb ohne einen weiteren Verbrennungsmotor für Seeschiffe vorerst ausgeschlossen werden. Dies ist auch in Studien über die zukünftigen Energieträger in der Schifffahrt zu sehen, in denen batterieelektrische Seeschiffe keine Beachtung finden [31], [32], [33].

Anders sieht es in der Binnenschifffahrt aus. Durch die geringere Geschwindigkeit von typischerweise unter 12 Knoten und die niedrigere Transportkapazität von typischerweise unter 100 TEU wird eine deutlich geringere Leistung benötigt. Ein Beispielprojekt ist das Schiff Yara Birkeland das mit 6,8 MWh eine der aktuell größten Antriebsbatterien in der Schifffahrt verbaut hat [34]. Mit einer Antriebsleistung von 1,8 MW werden bis zu 120 TEU transportiert. Führt man für dieses Schiff dieselbe Abschätzung zur Fahrt auf der Elbe durch, ergibt sich ein Energiebedarf von 2,0 MWh.

B. Landstrom

In der Schifffahrt werden elektrische Lasten während der Fahrt typischerweise von Dieselgeneratoren mit Strom versorgt. Je nach Schiffstyp und Ladung können die Stromverbräuche dabei die Größenordnung einer Kleinstadt erreichen. Dies führt zu erheblichen Schadstoffausstößen und Umweltbelastungen durch die Generatoren.

Um die Belastung in Hafengebieten zu reduzieren, kann das Schiff die benötigte elektrische Energie aus dem Landstromnetz beziehen. Währenddessen können die Generatoren abgeschaltet werden. Diese Art der Stromversorgung wird mit den Begriffen: Landstrom, Cold-Ironing, Alternative Maritime Power (AMP) und Shore Power bezeichnet.

In ABBILDUNG 6 ist der typische Aufbau einer Landstromverbindung dargestellt [35]. Dabei wird üblicherweise ein Abgang aus dem Mittelspannungsnetz gewählt. Mithilfe des Transformators wird die Spannung auf 6,6 kV oder 11 kV angepasst. Ein Frequenzumrichter wandelt nötigenfalls die Netzfrequenz von 50 Hz in die international weit verbreitete Frequenz von 60 Hz um. Eine landseitige Steuerung (SL) übernimmt zusammen mit der schiffseitigen Steuerung (SS) die Kommunikation und die Sicherheitsmechanismen zwischen der Landstromanlage und dem Schiff. Mithilfe eines landseitigen Kabelmanagementsystems (KMS) wird das Schiff verbunden. Falls es tidebedingt nötig ist, wird das Kabel nachgeführt.

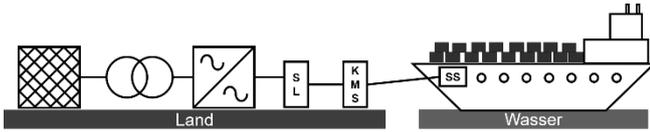


ABBILDUNG 6: SCHEMATISCHER AUFBAU DER LANDSTROMVERSORGUNG.

Der Landstrombedarf eines Schiffs P_{LS} lässt sich mit Formel (8) errechnen. Er ist abhängig von der Zeit t , der Umgebungstemperatur T , der Ladung der Kühlcontainer λ und dem Schiffsparameter σ .

$$P_{LS}(t, T, \lambda, \sigma) = P_C(t, T, \lambda) + P_N(t, T, \sigma) \quad (8)$$

Die Verbraucher können in einer Abschätzung wiederum in zwei Gruppen unterteilt werden: der Leistungsbedarf von Kühlcontainern P_C (dabei wird nicht zwischen Kühl- und Gefriercontainer unterschieden, da die Container meist für beide Anwendungsfälle einsetzbar sind, dies entspricht dem in der Forschung üblichen Vorgehen) und dem Leistungsbedarf von weiteren Nebenverbrauchern P_N .

Um die benötigte elektrische Leistung der Kühlcontainer zu bestimmen, werden folgende Annahmen getroffen:

- Alle aktiven Kühlcontainer werden, auch wenn das Schiff angelegt hat, weiterhin versorgt.
- Kühlcontainer werden erst kurz vor der Entladung von der Bordstromversorgung getrennt.
- Zugeladene Kühlcontainer werden bei Ihrer Ankunft an Bord mit der Bordstromversorgung verbunden.

Der Leistungsbedarf von Kühlcontainern ist abhängig von der Umgebungstemperatur und dem erlaubten Temperaturbereich der transportierten Güter. Der Bedarf ergibt sich aus der Summe der Einzelbedarfe der Container $P_{C,i}$, multipliziert mit einer Zeitfunktion a_i . Diese stellt eine Stufenfunktion von 1 nach 0 für einen entladenen Container und von 0 nach 1 für einen hinzugeladenen Container dar.

$$P_C(t, T, \lambda) = \sum_{i=1}^n a_i(t) P_{C,i}(t, T, \lambda) \quad (9)$$

Der Energiebedarf eines einzelnen Kühlcontainers ist von einigen Faktoren abhängig die wichtigsten sind: die Umgebungstemperatur, die Kühlungsart, die transportierten Gütern und deren zulässigem Temperaturbereich sowie die Gehäusematerialien. Auch Faktoren wie die Reisedauer spielen über mögliche Eisablagerungen in Containern eine Rolle. Eine umfassende Übersicht über die theoretischen Grundlagen der einzelnen Wärmeflüsse gibt [36].

In der Fachliteratur existieren kaum umfassende Modelle und Messungen. Die angegebenen Leistungsbedarfe schwanken dabei stark. In einer Leitlinie zur Auslegung der Generatoren von Containerschiffen gibt die Germanische Lloyd den Bereich 3,3 kW – 9 kW je TEU an, in Abhängigkeit vom Verhältnis der transportierten Kühl und Gefrierwaren und dem Anteil der Container im „Kühlmodus“ [37]. Fitzgerald et al. haben mithilfe von Containerdaten und Messungen in Otago, Neuseeland den Energieverbrauch in Abhängigkeit von der Durchschnittstemperatur analysiert [38]. Das Ergebnis ist die linearisierte Gleichung (10).

$$\tilde{P}_{C,i}(T) = 0,9406 \text{ kW} + \frac{0,0696 \text{ kW}}{^\circ\text{C}} * T \quad (10)$$

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Energiebedarf jedes einzelnen Kühlcontainers gleich diesem mittleren Bedarf aller Kühlcontainers ist. Damit lässt sich Formel (9) vereinfachen:

$$P_C^*(t, T) = [b_e(t) + b_z(t)] * \tilde{P}_{C,i}(T) \quad (11)$$

Dabei stellt b_e die verbliebene Anzahl der mit dem Schiff angekommenen und b_z die Anzahl der neu zugeladenen Kühlcontainer da. Die beiden Vorgänge sind getrennt zu betrachten, da beide üblicherweise gleichzeitig stattfinden.

Die weiteren elektrischen Nebenverbraucher sind stark abhängig von der Ausstattung des Containerschiffs. Dabei macht die Belüftung (Wärmeabfuhr) der Kühlcontainer einen großen Anteil aus. Aufgrund von mangelnder Datenverfügbarkeit kann nur eine grobe Abschätzung erfolgen. In einer Studie [39] zur Gestaltung eines Containerschiffs mit 8500 TEU werden 860 kW als Last im Hafen ohne Kühlcontainer und 3150 kW mit 50 % genutzter Kühlcontainerkapazität gegeben. Daraus lässt sich ein Anteil von 16 % für den Leistungsbedarf der Nebenverbraucher P_N errechnen.

Unter der Annahme, dass diese Leistung durch den Belüftungsanteil direkt von der Größe und damit von der Zahl der Kühlcontainer abhängig ist, wird im Folgenden abgeschätzt, dass der Anteil von 16 % auf alle weiteren Schiffe übertragbar ist.

Auch für den Energiebedarf der Boiler existieren Ansätze zur Versorgung mit landseitiger Energie. Eine Möglichkeit stellt die Nutzung eines zusätzlichen elektrischen Boilers dar. Auch die Einspeisung und Nutzung von landseitig erzeugtem Dampf ist möglich. Beide Ansätze führen zu einem deutlich komplexeren Dampfsystem auf dem Schiff und werden aktuell kaum beforscht. Für diese Arbeit werden sie aufgrund der ungewissen Entwicklung nicht betrachtet.

IV. ANALYSE VERSCHIEDENER

ENTWICKLUNGSSZENARIEN UND DER ENERGIEBEDARFE

Zur Abschätzung des Energiebedarfs der elektrifizierten Containerschiffe im Hamburger Hafen, werden die einzelnen im vorherigen Abschnitt hergeleiteten Bedarfe mithilfe Ihrer Entwicklungsszenarien skaliert und kumuliert.

A. Landstrom

Die Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments von 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe bildet die Grundlage für die Landstromversorgung in der EU [40]. Bis 2025 müssen in den Häfen passende Landstromanlagen aufgebaut sein. Ausnahmen stellen Häfen ohne Nachfrage und mit unverhältnismäßigen Kosten für den Aufbau von Landstromanlagen dar.

Im „Green Deal“ der Europäischen Union [41] von 2019 wird die Verpflichtung von Seeschiffen zur Nutzung von Landstrom angekündigt. In dem darauffolgenden Programm „Fit for 55“ [42] werden erste Richtlinien aufgestellt, die die Umsetzung des Green Deals antreiben. Ein Teil davon stellt die „FuelEU Maritime Initiative“ dar [43]. Hierin wird eine Pflicht zur Nutzung ab 2035 geplant. Alternativ können vergleichbar effektive schadstoffreduzierende Möglichkeiten zur Energieerzeugung genutzt werden, zum Beispiel mit LNG (Liquefied Natural Gas) betriebene Generatoren. Für das Jahr 2050 wird angenommen, dass alle prozentual steigenden Nutzungsvorschriften für Containerschiffe ihren Maximalwert erreicht haben und eine Nutzungspflicht von Landstrom beziehungsweise einer geeigneten Alternative besteht. Es wird davon ausgegangen, dass dabei $85 \pm 10\%$ durch Landstrom gedeckt werden.

Im Durchschnitt von 2016 bis 2020 wurden im Hamburger Hafen jedes Jahr 8,8 Mio. TEU umgeschlagen [44]. Davon wurden 4,6 Mio. TEU exportiert, insgesamt kam es zu 1,1 Mio. Transporten von leeren Containern.

Um eine Annäherung für typische Aufenthaltszeiten und Schiffsgrößen zu bestimmen, wurde die Segelliste der HHLA mit den eingehenden Containerschiffen vom 01.03.2021 bis zum 31.03.2021 analysiert [45]. Diese ist unterteilt in 18 % Seeschiffe, 50 % Feederschiffe und 32 % Kähne. TABELLE II gibt eine Übersicht über die durchschnittliche Containeranzahl und Aufenthaltszeit. Es wird angenommen, dass sich der Containerumschlag in Hamburg [44] prozentuell auf die Seeschiffe und Feederschiffe aufteilt und diese beim Import zu 100 % ausgelastet sind. Damit kann die Anzahl der benötigten Durchschnittsschiffe abgeschätzt werden. Für die Anzahl der Binnenschiffe (Kahn) wird ein Anteil von 2,8 % aller Containertransporte im Hinterlandverkehr verwendet [13].

TABELLE II: EINTEILUNG DER SCHIFFE IN GRÖßENKLASSEN, DURCHSCHNITTLICHE TEU, UMSCHLAG, AUFENTHALTSZEIT UND ANZAHL AUF EIN JAHR HOCHGERECHNET NACH [44] UND [45].

	TEU	Umschlag in %	Zeit in min	Jahresanzahl
<150	84		372	1533
151-2500	1061	29,6	819	1285
2501-5000	4098	7,9	1425	88
5001-10000	7201	14,9	2265	95
10001-17500	12967	18,2	3067	64
17501-22000	20074	20,7	5067	47
>22000	23935	8,8	4601	17

Für den prozentualen Anteil der Kühlcontainer welche importiert und exportiert werden, wird der weltweite Anteil an gekühlter Ware verwendet. Nach [46] und [47] beträgt der Anteil im Containertransport etwa 6 %.

Der monatliche Energieverbrauch des Landstroms wird mit Gleichung (11) und der Durchschnittstemperaturen von Hamburg [48] berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass für Seeschiffe und Feeder nach zwei Stunden eine Landstromverbindung besteht, für Binnenschiffe nach einer Stunde und die Schiffe über die gesamte Zeit gleichmäßig beladen und entladen werden. Das Ergebnis ist in TABELLE III dargestellt.

Der gesamte Energiebedarf eines Jahres liegt bei 14,5 – 18,4 GWh.

TABELLE III: ENERGIEBEDARF FÜR LANDSTROM IM HAMBURGER HAFEN UNTERE GRENZE 75 % UND OBERE GRENZE 95 % IN GWH.

	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun
75 %	0,81	0,85	0,95	1,15	1,37	1,58
95 %	1,03	1,08	1,21	1,46	1,74	2,00
	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
75 %	1,59	1,62	1,44	1,23	0,99	0,92
95 %	2,01	2,06	1,83	1,56	1,25	1,16

B. Binnenschiffe

Der Hochlauf von elektrisch betriebenen Binnenschiffen ist stark abhängig von der Entwicklung der weiteren Antriebstechnologien. In der Studie „Maritime Forecast to 2050“ [49] werden für den Fall, dass die aktuellen CO₂-Reduzierungsvorgaben der „International Maritime Organisation“ (IMO) umgesetzt werden, zwischen 0,5 % und 5,5 % Elektrizität im Gesamtenergieverbrauch der Schifffahrt erwartet. Da hierbei alle Energieverbräuche inklusive des Landstroms betrachtet werden, können diese Zahlen nur als Indikator gewertet werden. In der Studie [33] werden Inlandsfahrten und internationale Fahrten getrennt betrachtet. Aufgrund der zuvor hergeleiteten Energiemengen wird für den internationalen Verkehr keine Elektrifizierung erwartet. Der Anteil der elektrischen Energie im Inlandsverkehr (Binnenschifffahrt) wird mit 0 bis 1,7 % angegeben. Diese Werte werden für die folgende Abschätzung verwendet.

Nach einem Bericht des Umweltbundesamtes [50] lag der spezifische Energiebedarf eines Binnenschiffs in den Jahren 2014 bis 2018 bei etwa 0,35 MJ/tkm. Die durchschnittliche Beförderungsleistung der aus Hamburg mit Binnenschiffen versendeten Güter lag im Jahr 2019 bei 84,6 Mio. tkm je Monat [51]. Die Beförderungsleistung der empfangenen Güter lag bei 56,0 Mio. tkm je Monat. Nach [52] lag der Containeranteil an der transportierten Ware 2019 bei etwa 10,8 %.

Um den Energiebedarf zu berechnen, werden die beiden folgenden Annahmen getroffen:

- Jedes ankommende Binnenschiff wird geladen und beladen. Damit ist es ausreichend, die von Hamburg ausgehende Beförderungsleistung zu betrachten.
- Aufgrund der räumlichen Entfernung der verschiedenen Zielorte wird angenommen, dass teilweise mehrere Batterieladungen erforderlich sind um das Ziel zu erreichen.

TABELLE IV zeigt die Zusammenfassung der Bundesländer und Länder nach der abgeschätzten Anzahl der benötigten Batterieladungen und der durchschnittlichen monatlichen Beförderungsleistung [53].

TABELLE IV: ZIELORTE, DIE AUS HAMBURG ANGEFAHREN WERDEN MIT DER ABGESCHÄTZTEN ANZAHL DER ZWISCHENLADUNGEN UND DER BEFÖRDERUNGSLEISTUNG.

Länder	Anzahl Ladungen	Beförderungsleistung in tkm/Monat
Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein	1	45,7
Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt	2	25
Hessen, Sachsen, Nordrhein-Westfalen, Niederlande	3	9,8
Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland, Belgien	4	2,9
Ungarn	7	1

Der Energiebedarf für die Batterieladungen in Hamburg E_B errechnet sich nach Formel (12) aus der Summe der einzelnen Beförderungsleistungen in das Land V_L , dem spezifischen Energiebedarf des Binnenschiffs E_{SB} , dem Anteil der Containertransporte durch Binnenschiffe s_C , dem Anteil an elektrisch betriebenen Binnenschiffen s_B und der Anzahl der benötigten Ladungen n_L .

$$E_B = s_C s_B E_{SB} \sum_{i=1}^l V_L \frac{1}{n_L} \quad (12)$$

Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher monatlicher Energieverbrauch von bis zu 11 MWh.

V. DISKUSSION

Durch die Unsicherheiten bei den einzelnen Faktoren und Gleichungsbestandteilen wird für den Landstrom und den Energieverbrauch der Binnenschiffe jeweils ein Unsicherheitsfaktor von $\pm 15\%$ eingeführt. Der Ergebnispfad ist in **ABBILDUNG 7** dargestellt.

Als Ergebnis der Hochlaufprognose zeigt sich, dass der zusätzliche Energiebedarf durch die Elektrifizierung des Containerschiffverkehrs für das Jahr 2050 zwischen 14,5 und 18,5 GWh liegt. Dabei macht der vom Landstrom verursachte Bedarf etwa 99 % des Gesamtbedarfs aus. Der maximale Energieverbrauch wird im August prognostiziert und liegt zwischen 1,6 und 2,1 GWh. Der Jahresbedarf entspricht etwa 0,1 % bis 0,2 % des aktuellen Hamburger Stromverbrauchs [52]. In der energetischen Betrachtungsweise ist, durch diesen geringen Anteil, kein Problem durch die Elektrifizierung des Containerschiffverkehrs zu erwarten.

Abschließend müssen die Entwicklungsszenarien kritisch betrachtet werden. Aufgrund weltweit zu beobachtenden Entwicklungen von Nutzungsverpflichtungen von Landstrom und umweltfreundlichen Alternativen, wie beispielsweise im US-amerikanischen Kalifornien, erscheint die Entwicklung wahrscheinlich. Sobald die Rentabilität der Energieversorgung über den Landstrom für Schiffsbetreiber gegeben ist, ist eine umfangreiche Nutzung zu erwarten.

In der Binnenschiffahrt müssen die Rahmenbedingungen genauer analysiert werden. Mit den aktuell gebauten elektrischen Binnenschiffen können nach der Abschätzung in **TABELLE IV** bereits 54 % der Beförderungsleistung von Hamburg aus ohne Zwischenladung abgedeckt werden. Sollten hier regulatorische oder finanzielle Anreize gesetzt werden, ist ein deutlich stärkerer Hochlauf zu erwarten.

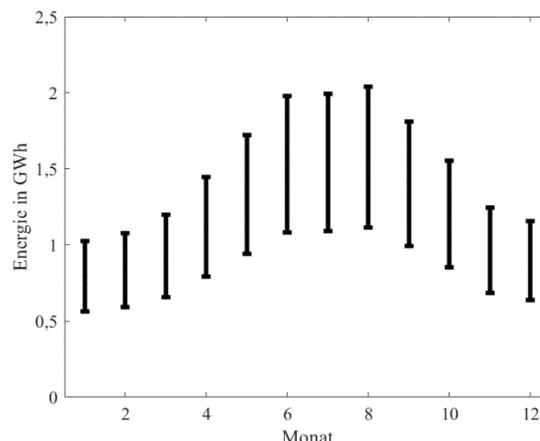


ABBILDUNG 7: MONATLICHER ENERGIEBEDARF DURCH DIE ELEKTRIFIZIERUNG DER CONTAINERSCHIFFE IM HAMBURGER HAFEN.

VI. AUSBLICK

In der auf diesen Bericht folgenden Metastudie werden die Energieverbräuche im Hamburger Hafen weiter analysiert. Dabei soll der Betrachtungsbereich auf die Elektrifizierung weiterer Schiffe erweitert werden, die nicht in dieser Arbeit betrachtet wurden. Durch die umfassende Analyse bestehender Entwicklungsszenarien und dem Aufbau eigener Entwicklungsabschätzungen für den Hamburger Hafen, wird der Bedarf elektrischer Energie genauer bestimmt werden. Um die indirekt mit dem Schiffsverkehr zusammenhängenden Bedarfe zu berücksichtigen, wird auch der Weitertransport der Güter (via Kran, Van-Carrier, E-Lkw, etc.) analysiert.

Um die genaue Belastung des Hamburger Stromnetzes angeben zu können, werden im Rahmen der Metastudie die hier analysierten Energiebedarfe durch die Leistungsbedarfe ergänzt. Zu diesem Zweck wird ein detailliertes Verkehrsraummodell aufgebaut und eine Analyse der unterschiedlichen saisonalen und wochentagabhängigen Verhaltensmuster durchgeführt.

VII. DANKSAGUNG

Dieser Forschungsbericht wurde vom Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr (dtec.bw) im Projekt „Digitalisierung und Elektromobilität: Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität“ finanziert.

LITERATUR

- [1] „Bestand an Personenkraftwagen in den Jahren 2012 bis 2021 nach ausgewählten Kraftstoffarten.“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2021/2021_b_umwelt_zeitreihen.html?nn=3525028&fromStatistic=3525028&yearFilter=2021&fromStatistic=3525028&yearFilter=2021. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [2] Statistisches Bundesamt, „Verkehr Seeschiffahrt,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Gueterverkehr/Publikationen/Downloads-Schiffahrt/seeschiffahrt-monat-2080500201114.html>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [3] „Hafen und Logistik - Hamburg Marketing,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://marketing.hamburg.de/hafen-logistik.html>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [4] M. Soyka, Erst Elvertiefung dann Elbverbreiterung? *STADT LAND HAFEN*, Nr. 05, 2012.
- [5] M. Lehmann, Einsatzplanung von Fahrerlosen Transportsystemen in Seehafen-Containerterminals, Berlin: Technischen Universität Berlin, 2006.

- [6] M. Bauer, Containerbrückeneinsatzplanung in Seehafencontainerterminals, Passau: Universität Passau, 2016.
- [7] H. Nuhn, „Containerisierung und Globalisierung – Restrukturierung der maritimen Logistikkette,“ *Zeitschrift für Wirtschaftsgeographie*, 2010.
- [8] „Container,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://pixabay.com/vectors/container-shipping-freight-147973/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [9] PortEconomics, „Top 15 containers ports in Europe in 2020 – PortEconomics,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.porteconomics.eu/top-15-containers-ports-in-europe-in-2020/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [10] OpenStreetMap, „OpenStreetMap,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openstreetmap.org>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [11] Forschungs Informations System, „Suprastruktur,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/405189/?clsId0=0&clsId1=0&clsId2=0&clsId3=0>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [12] HHLA Hamburger Hafen und Logistik AG, „Eisenbahnhafen - HHLA,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hlla.de/kunden/leistungen/eisenbahnhafen>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [13] „Statistik Modal-Split im Hinterlandverkehr 2020,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hafen-hamburg.de/de/statistiken/modal-split/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [14] Academic dictionaries and encyclopedias, „Containerterminal Altenwerder,“ [Online]. Verfügbar unter: https://de-academic.com/dic.nsf/dewiki/278460#Planung_und_Bau. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [15] HHLA Hamburger Hafen und Logistik AG, „Ziel der HHLA: Bis 2040 klimaneutral: HHLA Hamburger Hafen und Logistik AG,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hlla.de/medien/pressemitteilungen/detailansicht/ziel-der-hlla-bis-2040-klimaneutral>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [16] „HHLA - Nachhaltigkeitsbericht 2020,“ [Online]. Verfügbar unter: https://bericht.hlla.de/geschaeftsbericht-2020/servicesseiten/downloads/files/HHLA_2020_Nachhaltigkeitsbericht.pdf. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [17] „HHLA-HAUPTVERSAMMLUNG 2021,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hlla.de/fileadmin/download/investoren/hv/hv-2021/HHLA-HV21-Einladung.pdf>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [18] HHLA Hamburger Hafen und Logistik AG, „Batterie AGV - HHLA,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hlla.de/unternehmen/innovation/forschung-und-foerderung/batterie-agv>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [19] C. Janß, „Automated Guided Vehicles - AGV,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hamburgbilder.de/agv/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [20] H. E. Haralambides, „Gigantism in container shipping, ports and global logistics: a time-lapse into the future,“ *Maritime Economics & Logistics*, 2019.
- [21] N. K. Tran und H.-D. Haasis, „An empirical study of fleet expansion and growth of ship size in container liner shipping,“ *International Journal of Production Economics*, 2015.
- [22] Erdöl-Vereinigung, Erdöl – Preisbildung auf dem Ölmarkt, Zürich: Erdöl-Vereinigung, 2005.
- [23] J.-P. Rodrigue, The Geography of Transport Systems, Fifth edition Hrsg., Milton: Taylor & Francis Group, 2020, p. 481.
- [24] Statista, „Meinung zur Elbvertiefung | Statista“ [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/311297/umfrage/meinung-zur-elbvertiefung/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [25] Wasser- und Schifffahrtsamt Hamburg, „Die Elbe Geschichte und Gegenwart einer Region“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.kuestendaten.de/media/zdm/kuestendaten/publikationen/Datencontainer/A/Broschuere_DieElbe_GeschichteundGegenwartei nerRegion.pdf. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [26] H. Hamburg, „Fahrrinnenanpassung der Unter- und Außenelbe,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hafen-hamburg.de/de/special/fahrrinnenanpassung/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [27] WWF Deutschland, „Lebendige Tideelbe,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wwf.de/themen-projekte/projektregionen/tideelbe/lebendige-tideelbe/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [28] A. Aijjou, L. Bahatti und A. Raihani, „STUDY ON CONTAINER SHIP ENERGY CONSUMPTION,“ 2019.
- [29] Propulsion Committee of the 28th ITTC, Hrsg., *ITTC Quality System Manual Recommended Procedures and Guidelines*.
- [30] R. Adland, P. Cariou und F.-C. Wolff, „Optimal ship speed and the cubic law revisited: Empirical evidence from an oil tanker fleet,“ *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 2020.
- [31] MAN Energy Solutions und Fraunhofer ISI, #AHOY2050, MAN Energy Solutions, Hrsg., Augsburg.
- [32] Lloyd's Register und UMAS, *Zero-Emission Vessels: Transition Pathways*, London, p. 30.
- [33] Department for Transport, *Reducing the Maritime Sector's Contribution to Climate Change and Air Pollution*, London, 2019.
- [34] „Yara Birkeland press kit,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.yara.com/news-and-media/press-kits/yara-birkeland-press-kit/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [35] „IEC/IEEE International Standard - Utility connections in port - Part 1: High voltage shore connection (HVSC) systems - General requirements,“ *IEC/IEEE 80005-1:2019*, 2019.
- [36] S. T. Getahun, „Investigating Cooling Performance and Energy Utilization of Refrigerated Shipping Container Packed with Fresh Fruit using Computational Fluid Dynamics Modelling,“ University of Stellenbosch, Stellenbosch, 2017.
- [37] Germanischer Lloyd Aktiengesellschaft, Hrsg., *Rules for Classification and Construction*, Hamburg.
- [38] W. Fitzgerald, O. Howitt, I. Smith und A. Hume, „Energy use of integral refrigerated containers in maritime transportation,“ *Energy Policy*, 2011.
- [39] B. Ø. Nielsen, *8500 TEU Container Ship Green Ship of the Future Concept study*, Odense Steel Shipyard Ltd, Hrsg.
- [40] RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, Straßburg.
- [41] *Der europäische Grüne Deal*, Brüssel, 2019.
- [42] „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU- Klimaziels für 2030, Brüssel.
- [43] *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC*, Brüssel.
- [44] „Statistik Containerumschlag,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hafen-hamburg.de/de/statistiken/containerumschlag/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [45] „Report Schiffsabfertigung: Segelliste,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://coast.hlla.de/report?id=Standard-Report-Segelliste>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [46] „Reefer shipping to outpace dry cargo trade despite container shortages,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.drewry.co.uk/news/reefer-shipment-to-outpace-dry-cargo-trade-despite-container-shortages>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [47] UNCTAD, Review of Maritime Transport 2020, New York, 2020.
- [48] „Monats- und Jahreswerte für Hamburg,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/monatswerte-station.asp>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].
- [49] DNV GL, Hrsg., *Maritime Forecast to 2050*, Høvik.
- [50] M. Allekotte, K. Biemann, C. Heidt, M. Colson und W. Knörr, *Aktualisierung der Modelle TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020 (Berichtsperiode 1990-2018)*, Umweltbundesamt, Hrsg., Dessau-Roßlau.
- [51] Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt e.V., Hrsg., *Daten & Fakten 2019 / 2020*, Duisburg.
- [52] Bundesamt für Güterverkehr, Hrsg., *Marktbeobachtung Güterverkehr*, Köln.
- [53] Statistisches Bundesamt, Hrsg., *Güterverkehrsstatistik der Binnenschifffahrt*, 2021.
- [54] „Energieportal Hamburg,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieportal-hamburg.de/>. [Zugriff am: 5. Nov. 2021].

Hochlaufszzenarien und elektrischer Leistungsbedarf von Lufttaxis und Paketdrohnen in der Metropolregion Hamburg

Yuzhuo Fu*, Gazmend Mavraj, Azrina Mujanovic, Maik Plenz, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*yuzhuo.fu@hsu-hh.de

Kurzfassung – Neben der Energie- und Mobilitätswende beginnt aktuell auch eine konzeptionelle Anpassung im Verkehrssektor, die als Verkehrswende bezeichnet wird. Bedingt durch die zunehmende Urbanisierung, den sich damit verknappenden Verkehrsraum und die Überlastung der bestehenden Verkehrsinfrastruktur in Metropolregionen wird prognostiziert, dass alternative Transportmittel und -wege zukünftig stärker an Relevanz gewinnen werden. Hierzu gehört auch die Luftmobilität (Urban Air Mobility), deren Bedarf in den nächsten Jahren weltweit steigen wird. Um die zukünftigen innovativen urbanen Luftfahrzeuge elektrisch versorgen zu können, ist die Analyse der Energieversorgung von besonderer Bedeutung. In dieser Arbeit werden die Anzahl der Lufttaxis und Paketdrohnen sowie der zugehörige elektrische Leistungsbedarf für die Metropolregion Hamburg für das Jahr 2050 analysiert und abgeschätzt.

Stichworte – Urban Air Mobility, Lufttaxi, Paketdrohne, Energieversorgung, Modellierung

NOMENKLATUR

$A_{\text{Euro,KEP}}$	Anteil von Europa im weltweiten KEP-Aufkommen
$A_{\text{Deu,KEP}}$	Anteil von Deutschland im europäischen KEP-Aufkommen
$A_{\text{H,Bevölk}}$	Anteil von Hamburg an der gesamten Bevölkerung der 18 größten deutschen Städte
$A_{\text{H,Nachfrage}}$	Anteil von Hamburg im Verhältnis zu der weltweiten Nachfrage nach Lufttaxis
BVLOS	Beyond Visual Line of Sight
DTEC EMob	Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität
g_L	Gleichzeitigkeitsfaktor der Vertiports für Lufttaxis
g_P	Gleichzeitigkeitsfaktor der Vertiports für Paketdrohnen
HAP	Hauptarbeitspaket
i-LUM	Innovative luftgestützte urbane Mobilität

KEP	Kurier, Express, Paket
KI	Künstliche Intelligenz
$N_{\text{H,L}}$	Lufttaxianzahl in Hamburg
$N_{\text{H,P}}$	Paketdrohnenanzahl in Hamburg
$N_{\text{L,Vertiport}}$	Lufttaxianzahl pro Vertiport
$N_{\text{P,Vertiport}}$	Paketdrohnenanzahl pro Vertiport
$N_{\text{Welt,L}}$	Weltweite prognostizierte Lufttaxianzahl
$N_{\text{Welt,P}}$	Weltweite prognostizierte Paketdrohnenanzahl
$P_{\text{L,Laden}}$	Ladeleistung der Lufttaxis
$P_{\text{L,max}}$	Die maximale Ladeleistung pro Vertiport für Lufttaxis
$P_{\text{P,Laden}}$	Ladeleistung der Paketdrohnen
$P_{\text{P,max}}$	Die maximale Ladeleistung pro Vertiport für Paketdrohnen
SESAR	Single European Sky Air Traffic Management Research
UAM	Urban Air Mobility

I. EINLEITUNG

Das Interesse an elektrischer urbaner Luftmobilität (UAM) ist in den letzten Jahren stark gewachsen. Der Grund dafür ist, dass UAM-Konzepten in der Lage sind, schwer zugängliche Bereiche bzw. potentielle oder reale Gefahrengelände zu erschließen sowie zeitkritische Aufgaben mit hoher Mobilität, Sicherheit und geringen Kosten auszuführen. Es sei darauf hingewiesen, dass UAMs viele öffentliche Dienste revolutionieren können, z. B. die Echtzeitüberwachung von Verkehrsströmen, den Transport kritischer Güter sowie die Suche und Rettung.

Darüber hinaus können Lufttaxis den Straßenverkehr in einer Innenstadt entlasten und Paketdrohnen eignen sich für den Transport von zeitkritischen Waren. Diese Optionen müssen näher untersucht werden, um die Einbindung in ein effizientes, umweltfreundliches und intelligentes Verkehrssystem in Metropolregionen zu ermöglichen. Die

Forschungsprojekte „Innovative luftgestützte urbane Mobilität“ (i-LUM, [1]) und das vom „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (dtec.bw), geförderte Projekt „Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität (dtec emob, [2]) entwickeln methodische, systemische und erkenntnisbasierte Grundlagen zur Erarbeitung und Bewertung der Umsetzbarkeit von innovativen Konzepten und Technologien zur luftgestützten urbanen Mobilität für die Metropolregion Hamburg in zukünftigen Szenarien bis 2040/2050. Aufgrund des erwarteten großen Marktwachstums von elektrisch angetriebenen Drohnen, muss das Energieversorgungssystem für solche neuen Verkehrsmittel analysiert werden [1].

Das von der Landesforschungsförderung Hamburg geförderte HamburgX-Projekt i-LUM ist in fünf Hauptarbeitspakete (HAP) unterteilt: Gesellschaftliche Wechselwirkungen und Rechtsrahmen (HAP 1), Nachfragemodellierung und Konzeptentwicklung (HAP 2), Bodengebundene Infrastruktur (HAP 3), Luftraumorganisation und Betrieb (HAP 4) und Gesamtsystemmodellierung und Bewertung (HAP 5).

Hierbei werden neben ingenieurwissenschaftlichen Themen auch zusätzlich interdisziplinär angrenzende Inhalte adressiert, unter anderem soziale, städtebauliche sowie juristische Fragestellungen. Diese sind für eine ganzheitliche Bewertung und kritische Hinterfragung der zu untersuchenden technologischen Entwicklungen von Lufttaxis und Paketdrohnen in der Metropolregion Hamburg notwendig. Im Teil-Arbeitspaket „Konzeptionierung eines Energiemanagement-Systems“, welches zu HAP 3 gehört, wird ein Energiemanagement-System für ein neuartiges Lufttransportkonzept entworfen. Dies wird einen netzverträglichen bzw. netzdienlichen und gleichzeitig sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des Gesamtsystems ermöglichen. Es werden charakteristische Größen von möglichen Flugobjekten analysiert, um die Vehikel-seitigen Restriktionen für das Energiemanagement zu ermitteln. Darüber hinaus wird eine Systemsimulation aufgebaut, mit deren Hilfe unterschiedliche Managementsysteme sowie Lade- und Tankkonzepte simuliert werden können.

Der Hochlauf der Elektromobilität in der Hamburger Metropolregion wird in den kommenden Jahren die Anforderungen an die Verteilnetze verändern. Deshalb ist es sehr wichtig, die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der elektrischen Netze näher zu betrachten. Im Rahmen des Projekts dtec emob werden Ladeinfrastrukturen für verschiedene Mobilitätsträger in den Bereichen Straße (Pkw, Lkw, Pedelecs und E-Scooter), Wasser (Passagier- und Linienschiffe) und Luft (kleine, mittelgroße und Personentransport-Drohnen) untersucht. In diesem Projekt wird auch die Kombinationsmöglichkeit der Ladeinfrastrukturen der betrachteten Mobilitätsträger mit Großladeterminals überprüft. Ziel des Projekts ist ein künstliche Intelligenz (KI)-basiertes Last- und Lademanagementsystem. Dieses System wird aus einem netzseitigen Lastmanagement und einem ladeinfrastrukturseitigen Lademanagement bestehen.

Bisher gibt es noch keine Studien, die Hochlaufszenarien und auch die Energieverbräuche von Lufttaxis und Paketdrohnen für die Metropolregion Hamburg anhand realer Daten untersuchen. In diesem Artikel werden daher die Ergebnisse von relevanten Studien bezüglich der Prognose über die Entwicklung der luftgestützten Mobilität zusammengefasst. Als erste Annäherung werden hieraus

Prognosedaten für Hamburg abgeleitet. Zur Ermittlung des Leistungsbedarfs der Vertiports (Ladestationen der Drohnen) werden neuartige Methoden entwickelt, um die Abdeckung der ermittelten Bedarfe an Lufttaxis und Drohnen in der Metropolregion zu simulieren. Das Ziel dieses Artikels ist, neben der Untersuchung der Hochlaufszenarien auch eine Modellierung des Leistungsbedarfs durchzuführen.

Im Abschnitt II folgt eine Übersicht zum Stand der Forschung zu Lufttaxis und Paketdrohnen. Im Abschnitt III werden die Hochlaufszenarien für Lufttaxis und Paketdrohnen für Hamburg prognostiziert. Diese Erkenntnisse werden im Abschnitt IV bei der Bestimmung des Leistungsbedarfs berücksichtigt und erweitert. Abschließend folgt im Abschnitt V eine Zusammenfassung der Ergebnisse.

II. STAND DER TECHNIK VON LUFTTAXIS UND PAKETDROHNEN UND DIE MÖGLICHEN ANWENDUNGSFÄLLE

Um eine Prognose für die Hochlaufszenarien der Lufttaxis und Paketdrohnen in Hamburg ableiten zu können, werden zunächst bestehende Technologien analysiert, um Parameter für die luftgestützte Mobilität zu ermitteln und den Umfang für eine erste Annäherung festzulegen. Diese Erkenntnisse werden im weiteren Schritt für die Untersuchung des elektrischen Leistungsbedarfs berücksichtigt.

A. Lufttaxis

In Deutschland werden zurzeit Prototypen von Lufttaxis der Hersteller Airbus, Volocopter und Lilium entwickelt. Die Grundeigenschaften der Prototypen variieren in ihrer Passagierkapazität (ein bis sieben Personen), Reichweite (35 – 250 km), Batteriekapazität (38 – 110 kWh), maximale Geschwindigkeit (110 – 28 km/h) und dem Design bzw. der Bauform. TABELLE I zeigt die wesentlichen Eigenschaften eines Lufttaxis, das vier Personen transportieren kann [3].

TABELLE I: DIE WESENTLICHEN PARAMETER EINES TYPISCHEN LUFTTAXIS UND EINER PAKETDROHNE.

Parameter	Lufttaxi	Paketdrohne
Startgewicht	2,2 t	20 kg
Max. Belastung	250 kg	5 kg
Reichweite	50 km	75 km
Max. Geschwindigkeit	120 km/h	100 km/h
Batteriekapazität	110 kWh	1,6 kWh

Die Anwendungsfälle werden nach den Studien [4], [5], [6], [7] im zukünftigen Markt der Lufttaxis in drei Themengebiete unterteilt: *Stadttaxi*, *Flughafen-Transfer* und *Flüge zwischen Städten*. *Stadttaxis* werden Flüge auf Nachfrage zwischen verfügbaren Landstationen (15 – 50 km) bieten. *Flughafen-Transfers* verbinden Hauptverkehrsknoten als Linienflüge auf definierten Strecken, z. B. zwischen Flughäfen und umliegenden Landstationen (15 – 50 km). Die *Flüge zwischen Städten* sollen Kurzstrecken-Linienflüge zwischen angrenzenden Ballungsräumen (50 – 250 km), für regelmäßige Flugverbindungen bieten. Laut [6] wird der Bedarf an diesen drei Anwendungsfällen annähernd gleich verteilt sein: *Stadttaxi* 36 %, *Flughafen-Transfer* 35 %, *Flüge zwischen Städten* 29 %. Der Einsatz von Lufttaxis soll als *Flughafen-Transfer* im Zeitraum ab 2030 – 2040 stattfinden.

Von 2040 bis 2050 sollen Flugtaxis sowohl als *Flughafen-Transfer* als auch als *Stadttaxi* genutzt werden können, sodass ab 2050 alle drei Anwendungsfälle verfügbar sein sollen.

Neben einer besseren Verbindung zwischen Verkehrsknoten (z. B. Flughäfen und Bahnhöfe) und populären Plätzen, können die Lufttaxis in der Zukunft aber auch einen besseren Zugang zu Not- und Katastrophengebieten, z. B. für ländliche Gebiete, ermöglichen [8], [9].

B. Paketdrohnen

Derzeit werden Drohnen zum Frachttransport von einer Reihe von Unternehmen entwickelt. Dazu gehören Start-Ups wie Wingcopter und Volocopter sowie große Logistik-Unternehmen wie Amazon, DHL und UPS. Die Prototypen variieren in Form und Größe: So kann zum Beispiel die Drohne von Volocopter für den Gütertransport bis zu 200 kg eingesetzt werden, wohingegen die Drohne von Wingcopter für Pakete bis 1,4 kg ausgelegt ist [10], [11]. Im Weiteren werden nur solche Paketdrohnen betrachtet, die typischerweise eine Flugdauer von 30 Minuten und eine maximale Traglast von 5 kg aufweisen. Die Parameter einer solchen Paketdrohne, am Beispiel von Wingcopter sind in TABELLE I aufgelistet [12].

Paketdrohnen ermöglichen die Erschließung vieler neuer Anwendungsgebiete, beispielsweise den Transport von medizinischen Produkten oder den innerbetrieblichen Transport von KEP-Sendungen (Kurier, Express, Paket) bis zum Endkunden. Der Einsatz von Drohnen zum Transport von medizinischen Produkten hat die höchste Akzeptanz in der Bevölkerung, der Politik und in Unternehmen [13]. Allerdings spielt diese Anwendung wegen des niedrigen Transportvolumens eine geringe Rolle bei der Untersuchung der zusätzlichen Bedarfe im Stromnetz. Obwohl der Einsatz von Paketdrohnen zum innerbetrieblichen Materialtransport durchaus wirtschaftlicher als der Transport mit konventionellen Transportsystemen sein kann [14], macht die Intralogistik in Maschinenbauwerken im Vergleich zu den anderen Energieverbräuchen in der Fertigung nur einen geringen Teil aus. Im Gegensatz dazu ist das KEP-Sendungsaufkommen in Deutschland mit 3,65 Mrd. Sendungen im Jahr 2019 enorm und es wird weiterhin ein starkes Wachstum bis 2050 erwartet [15]. Zusätzlich verursacht der aktuelle Güterverkehr und Pakettransport aufgrund des großen Bedarfs an Infrastruktur für Transporte und Warenumschlag und der Verlagerung von Bahn/Schiff auf die Straße zu hohe Emissionsbelastungen, Verkehrsraumnutzungen und einen hohen Primärenergieverbrauch in Metropolregionen. Hier kann der Einsatz von Paketdrohnen für KEP-Sendung in Zukunft für Entlastung sorgen.

III. HOCHLAUFSZENARIEN VON LUFTTAXIS UND PAKETDROHNEN

Die Hochlaufszenerien von Lufttaxis und Paketdrohnen stellen eine mögliche zeitabhängige Marktentwicklung der UAMs dar. Dazu müssen vielfältige Faktoren, wie zum Beispiel Technologie, Wirtschaftlichkeit, Regulierung und gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigt werden. Es existieren Studien, die diese Entwicklung im Rahmen interdisziplinärer Zusammenarbeit untersuchen. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Studien zusammengefasst, um einen Überblick über die Hochlaufszenerien zu bekommen. Alle verwendeten Quelle werden in folgender TABELLE II aufgeführt.

TABELLE II: QUELLEN ZUR ANALYSE DER HOCHLAUFSZENARIEN.

Studien	Verlag	Datum	Regionen	Zeitraum
Urban Air Mobility [4]	Roland Berger	2018	Weltweit	2050
Urban Air Mobility [5]	Roland Berger	2020	Weltweit	2050
The Future of Vertical Mobility [6]	Porsche	2018	Weltweit	2035
European drones Outlook Study [16]	SESA	2016	Europa	2050
Der deutsche Drohnenmarkt [17]	VUL	2019	Deutschland	2030
Der deutsche Drohnenmarkt [18]	VUL	2021	Deutschland	2025

A. Stand der Literatur

Die Vorhersagen zur weltweiten Anzahl der Lufttaxis sind in [4], [5], [6] analysiert und in TABELLE II zusammengefasst. Die Studie [4] berücksichtigt als Grundlage die Daten der Pendler, Fluggäste und öffentliche Verkehrsmittel für den Zeitraum 2030 bis 2050. Basierend auf der gesamten Industrientwicklung wird in [5] von den gleichen Autoren geschätzt, dass bis 2050 vermehrt Aufgaben mit Lufttaxis durchgeführt werden. In dieser Studie wird die bestehende Methodik aus [4] ausgebaut und optimiert und eine Prognose über die Anzahl der Personendrohnen für die Zeiträume 2030, 2040 und 2050 erarbeitet. In [6] werden drei Szenarien über die Anzahl der Lufttaxis weltweit vorgestellt, jedoch nur für den Zeitraum von 2025 bis 2035. ABBILDUNG 1 zeigt den Überblick der Vorhersage für die Anzahl der Lufttaxis weltweit.

Zwischen den Hochlaufszenerien ist eine große Varianz zu erkennen. Dabei prognostizieren nur die Studien von Roland Berger [4], [5] den Hochlauf bis in das Jahr 2050.

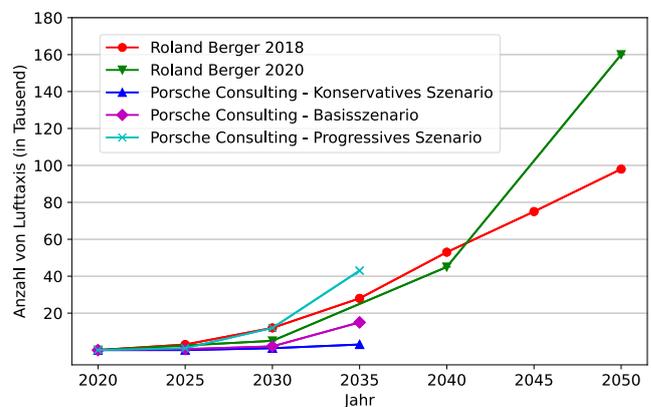


ABBILDUNG 1: ANZAHL DER LUFTTAXIS WELTWEIT NACH [4], [5], [6].

Die Autoren von [7] haben ein Modell entwickelt, wie die Nachfrage nach den Lufttaxis auf der Grundlage von wirtschaftlichen und zeitlichen Faktoren bestimmt werden kann. Laut dieser Studie kann der Einsatz von Lufttaxis im Jahr 2050 in bis zu 70 Großstädten weltweit erfolgen. TABELLE III zeigt sowohl die Anzahl der Passagiere weltweit, die Lufttaxis nutzen würden, als auch den Anteil für Hamburg bzgl. der Nachfrage nach Lufttaxis.

TABELLE III: ANZAHL DER PASSAGIERE VON LUFTTAXIS WELTWEIT UND IN HAMBURG [7].

Prognose	Anzahl Passagiere (Millionen)		Anteil von Hamburg an der weltweiten Nachfrage
	Weltweit	Hamburg	
2030 – 2040	12	0	0 %
2040 – 2050	120	0,5	0,42 %
2050	440	1,5	0,34 %

Bezüglich der Paketdrohnen hat der Verband Unbemannte Luftfahrt den aktuellen Drohnenmarkt und auch die Entwicklung dieses Marktes in 2020 untersucht. In Deutschland sind insgesamt 430.700 Drohnen in Umlauf [18]. Obwohl der größte Teil davon privat genutzt wird, stieg der Anteil rein kommerziell genutzter Drohnen seit 2019 um 138 % auf jetzt 45.200 Drohnen. Es wird erwartet, dass von 2020 bis 2025 die Zahl der kommerziell genutzten Drohnen nahezu um weitere 200 % steigen wird. Laut [18] stellen die Paketdrohnen im Jahr 2025 einen Anteil von ca. 2 % aller kommerziell genutzten Drohnen dar.

Das Single European Sky ATM Research Programme (SESAR) hat im Jahr 2016 eine Studie zur Prognose der Drohnenanwendung in Europa durchgeführt. Dabei wird ein hoher Anstieg des Drohneneinsatzes im kommerziellen und staatlichen Bereich (Überwachung, Inspektion und Transport) in den Jahren 2025 bis 2035 erwartet [16]. Neben der absoluten Anzahl hat SESAR die entsprechenden prozentualen Anteile von unterschiedlichen Anwendungsgebieten ermittelt. Anhand der fortschreitenden Entwicklung von Technologien ist zu erwarten, dass 2050 voraussichtlich eine von vier kommerziell genutzten Drohnen für Warentransport verwendet wird. Laut dieser Studie wiederum können 70.000 Paketdrohnen in 2035 für die Versendung von 200 Millionen Paketen eingesetzt werden.

In der Studie von Porsche [6] wird angenommen, dass die autonomen Drohnen mit der BVLOS (Beyond visual Line of Sight)-Fähigkeit in den nächsten 10 – 25 Jahren auf dem globalen Markt zur Verfügung stehen. Laut dieser Studie werden im Jahr 2035 weltweit ca. 125.000 Drohnen zum Warentransport eingesetzt.

B. Umrechnung der Hochlaufszenerien für Hamburg

Wenn man den relativen Anteil von Hamburg im Verhältnis zu der weltweiten Nachfrage nach [7] betrachtet, kann man unter der Berücksichtigung der Hochlaufszenerien in [4] und [5] ein konservatives und ein progressives Szenario zur Vorhersage der Anzahl von Lufttaxis in Hamburg ermitteln. Die zur Berechnung der Anzahl der Lufttaxis in Hamburg verwendete Methodik, ist in der ABBILDUNG 2 gezeigt.

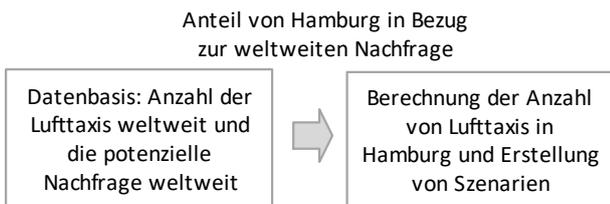


ABBILDUNG 2: METHODIK FÜR DIE BERECHNUNG DER ANZAHL DER LUFTTAXIS IN HAMBURG.

Die Anzahl der Lufttaxis für Hamburg lässt sich dann durch die Gleichung (1) bestimmen:

$$N_{H,L}(t) = N_{Welt,L}(t) \cdot A_{H,Nachfrage}(t) \tag{1}$$

Dabei sind $N_{H,L}$ die Lufttaxianzahl in Hamburg in einem bestimmten Jahr t , $N_{Welt,L}$ die weltweite prognostizierte Lufttaxianzahl. $A_{H,Nachfrage}$ gibt den Anteil von Hamburg im Verhältnis zu der weltweiten Nachfrage nach Lufttaxis an. Das Ergebnis für den Zeitraum 2020 bis 2050 wird in ABBILDUNG 3 dargestellt.

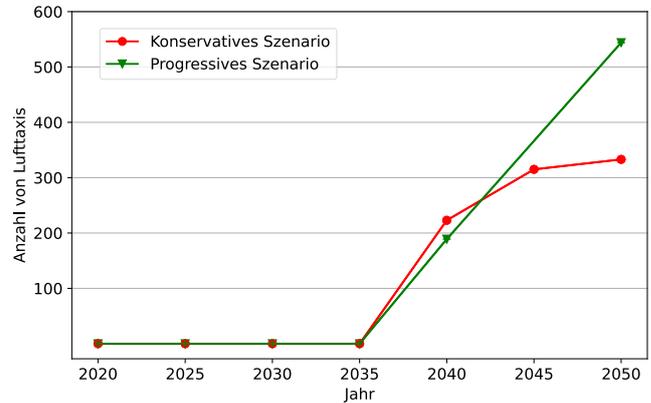


ABBILDUNG 3: HOCHLAUFSZENERIEN DER LUFTTAXIS IN HAMBURG AUS EINER KOMBINATION DER MODELLE IN [4], [5], [7].

Im Gegensatz dazu haben die Studien im Bereich Paketdrohnen ihren eigenen Beobachtungsumfang. Da der Paketdrohneneinsatz in einer Region von zahlreichen Faktoren beeinflusst wird, wird hier zur Vereinfachung des Problems nur zuerst das KEP-Aufkommen berücksichtigt. Die Grundidee ist, dass Länder, die bereits heute schon ein sehr hohes KEP-Aufkommen haben, auch in Zukunft einen höheren Bedarf an Paketdrohnen haben werden. Während insgesamt 12,29 Mrd. KEP-Sendungen in Europa im Jahr 2019 transportiert wurden, fanden davon 3,65 Mrd. Transporte in Deutschland statt [15]. Hamburg macht aktuell einen Anteil von ca. 3 % beim gesamten nationalen KEP-Aufkommen in Deutschland aus [19]. Allerdings haben nur die größten 18 Städte in Deutschland das wirtschaftliche Potenzial für den Betrieb von Paketdrohnen, wenn Nebenbedingungen wie Reichweite (12 km) und beschränkungsfreie Landungen angenommen werden [20]. Daher werden die Drohnen anhand der Bevölkerung der größten Städte auf Hamburg angepasst. Die schematische Darstellung der Methode zur Umrechnung wird durch die ABBILDUNG 4 veranschaulicht. Mit Hilfe der Studien [6], [16], [17], [18] lassen sich die Hochlaufszenerien der Paketdrohnen in Hamburg prognostizieren, die in ABBILDUNG 5 dargestellt sind.

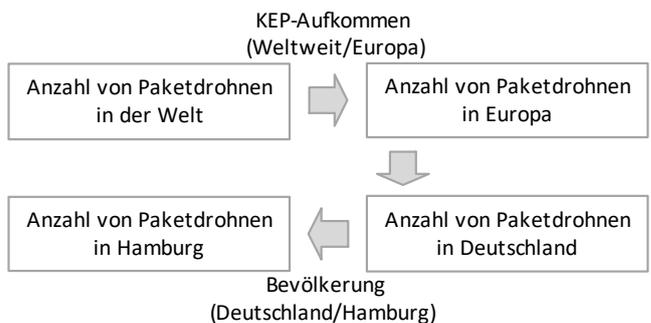


ABBILDUNG 4: METHODIK ZUR UMRECHNUNG DER ANZAHL VON PAKETDROHNIEN IN HAMBURG.

Ähnlich wie Lufttaxis wird die Paketdrohnenanzahl in Hamburg durch die Gleichung (2) ermittelt:

$$N_{H,P}(t) = N_{\text{Welt,P}}(t) \cdot A_{\text{Euro,KEP}} \cdot A_{\text{Deu,KEP}} \cdot A_{H,\text{Bevölk}} \quad (2)$$

Dabei sind $N_{H,P}$ die Paketdrohnenanzahl in Hamburg in einem bestimmten Jahr t , $N_{\text{Welt,P}}$ die prognostizierte Anzahl in der ganzen Welt. $A_{\text{Euro,KEP}}$ und $A_{\text{Deu,KEP}}$ stehen hier jeweils für den Anteil von Europa im weltweiten KEP-Aufkommen und den Anteil von Deutschland im europäischen KEP-Aufkommen. $A_{H,\text{Bevölk}}$ ist der Anteil von Hamburg an der gesamten Bevölkerung der 18 größten deutschen Städte.

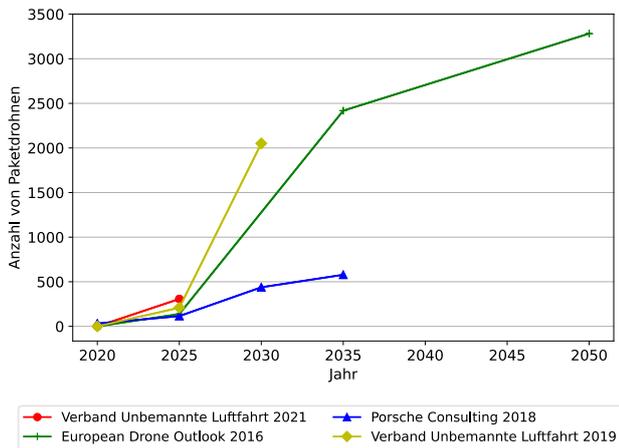


ABBILDUNG 5: HOCHLAUFSZENERARIEN DER PAKETDROHNEN IN HAMBURG NACH DEN ANSÄTZEN VON [6], [16], [17], [18].

C. Analyse der Hochlaufszenerarien

Ein konservatives und ein progressives Szenario für die Lufttaxis ist in ABBILDUNG 3 dargestellt. Auffällig ist, dass der Einsatz von Lufttaxis sehr wahrscheinlich erst ab dem Jahr 2035 in Hamburg erfolgen wird. Allerdings ist ein starkes Wachstum von 2035 bis 2050 zu erwarten. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien entsteht im Wesentlichen ab 2045, wo das Wachstum im konservativen Szenario stark abflacht.

Durch den Vergleich der vier vorgestellten Hochlaufszenerarien für Paketdrohnen wird in ABBILDUNG 5 veranschaulicht, dass Porsche Consulting [6] die konservativste Prognose zur Entwicklung von Paketdrohnen abgibt. Daher wird diese Prognose als die untere Grenze für Hochlaufprognosen angesehen, bei der es ca. 500 Drohnen für die Paketzustellung in Hamburg bis 2035 geben wird. Das von SESAR erstellte Hochlaufszenerario ist eine mittlere Hochlaufprognose, während der Verband Unbemannte Luftfahrt die progressivste Prognose ermittelt. Es ist zu beachten, dass erhebliche Varianzen zwischen den drei Hochlaufszenerarien zu erkennen sind. Als Gemeinsamkeit wird ein starkes Wachstum von 2025 bis 2035 in allen Szenarien erwartet.

IV. DER ELEKTRISCHE LEISTUNGSBEDARF VON LUFTTAXIS UND PAKETDROHNEN

Unter Berücksichtigung der ermittelten Hochlaufszenerarien in Abschnitt III wird die luftgestützte Mobilität anhand der sozioökonomischen Struktur in Hamburg bestimmt und die Positionen der Vertiports empfohlen. Danach werden die maximalen Ladeleistungen an jedem Vertiport durch Analyse des Kundenbedarfs unter vereinfachenden Annahmen ermittelt. Die Ergebnisse ermöglichen eine Bewertung der

Auswirkungen der luftgestützten Mobilität auf das elektrische Energieversorgungsnetz in Hamburg.

A. Lufttaxis

Da Lufttaxis voraussichtlich zumindest anteilig elektrisch angetriebene Flugzeuge sind, werden diese in der Zukunft eine Auswirkung auf das elektrische Netz haben. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei der Energiebedarf der Lufttaxis.

Batterien für Lufttaxis werden in [10], [21] aufgelistet. Nach der heutigen Technik ist eine 30 km lange städtische Mission einschließlich Start-, Lande- und Kreuzfahrtphase mit einer Energie von etwa 50 kWh und einer Energiedichte von etwa 250 Wh/kg möglich. Eine Reichweite von 65 km könnte mit einer Energiedichte von 400 Wh/kg möglich sein. Experten der Batterieindustrie erwarten, dass diese Technologie bis 2024 verfügbar sein wird [10]. Die Batterietechniken, die in Autos verwendet werden, sind häufig auf lange Lebensdauern ausgelegt. Dies hat jedoch unweigerlich ein höheres Gewicht (geringere Energiedichten) zur Folge, weswegen diese Technologien nicht für Personendrohnen angewandt werden können. Dies begünstigt häufig Batteriesysteme mit geringerer Lebensdauer, die eine höhere Leistung und Energiedichte (eine hohe Dauerleistung) liefern können.

In [22] werden zwei mögliche Lösungen zum Aufladen von Lufttaxis vorgeschlagen:

- Jeder Vertiport verfügt über mehrere Hochspannungs-Schnellladegeräte sowie über ausreichend Niederspannungs-Ladegeräte für jeden Parkplatz des Lufttaxis, um langsames Aufladen zu ermöglichen.
- Anwendung der Batteriewechsel-Technologie.

Basierend auf der berechneten Anzahl der Lufttaxis in Hamburg in Abschnitt III wird mit Hilfe der Studie [23] ein einfaches Modell zur Berechnung der maximalen Ladeleistung der Lufttaxis in Hamburg entwickelt. Dabei wird die potentielle Nachfrage in Abhängigkeit von der Bevölkerungs- und Einkommensverteilung, der Kreistypklassifikation, Schlüsselindikatoren der Alltagsmobilität in Deutschland und dem Fahrzeiteinsparpotenzial gegenüber alternativen Verkehrsmitteln modelliert. In dieser Studie werden drei verschiedene Szenarien, die sich in der Anzahl der angeschlossenen Bezirke, Routen und Passagiere unterscheiden, betrachtet. Bei der Berechnung der maximalen Ladeleistung werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Anzahl und Verteilung der Vertiports in Hamburg sind in [23] nach bestimmten Kriterien empfohlen worden, wobei jeder Vertiport die gleiche Anzahl an Lufttaxis $N_{L,\text{Vertiport}}$ bedienen kann.
- Die Ladeleistung $P_{L,\text{Laden}} = 22 \text{ kW}$ [24] und der Gleichzeitigkeitsfaktor $g_L = 0,8$ (d. h. max. 80 % der Lufttaxis werden gleichzeitig auf einen Vertiport aufgeladen.)
- Es werden nur zwei Expansionsphasen betrachtet. Die erste Expansionsphase findet im Zeitrahmen von 2040 – 2050 statt, während die zweite Expansionsphase in 2050 eintritt [23].

Die maximale Ladeleistung pro Vertiport $P_{L,max}$ wird in Gleichung (3) berechnet:

$$P_{L,max} = P_{L,Laden} \cdot N_{L,Vertiport} \cdot g_L \quad (3)$$

TABELLE IV zeigt die maximale Ladeleistung pro Vertiport für die zwei Expansionsphasen mit Hinblick auf ein konservatives und ein progressives Szenario. Die Analyse ergibt einen minimalen Wert der Ladeleistung pro Vertiport von 0,475 MW und einen maximalen Wert der Ladeleistung von 0,862 MW bei der Gleichzeitigkeit $g_L = 0,80$. Es ist zu sehen, dass in der ersten Expansionsphase die maximale Ladeleistung eines progressiven Szenarios niedriger ist als die maximale Ladeleistung eines konservativen Szenarios. Es ist auch zu erkennen, dass die maximale Ladeleistung eines konservativen Szenarios in der ersten Expansionsphase höher ist als die maximale Ladeleistung eines konservativen Szenarios in der zweiten Expansionsphase. Das liegt daran, dass laut [23] mehr Vertiports in Hamburg in Phase II vorhanden sein werden. Die Ergebnisse dieser Analyse können bei der Planung der zukünftigen Energiesysteme, beim Ausbau des elektrischen Netzes und auch bei der Projektierung der Erzeugungskapazitäten unterstützen.

TABELLE IV: MAXIMALE LADELEISTUNG PRO VERTIPORT BEI UNTERSCHIEDLICHEN EXPANSIONSPHASEN UND SZENARIEN.

Expansionsphase	Szenario	Anzahl der Lufttaxis	Anzahl der Vertiports	Maximale Ladeleistung pro Vertiport
Phase I	konservativ	223	7	0,563 MW
	progressiv	189	7	0,475 MW
Phase II	konservativ	333	11	0,528 MW
	progressiv	544	11	0,862 MW

B. Paketdrohnen

Die Integration der Paketdrohnen in eine Metropolregion ist abhängig von der Sendungsnachfrage, der Wirtschaftsstruktur und der Bevölkerungsdichte in dem jeweiligen Stadtteil. Das bei KE-CONSULT entwickelte Modell KEP-R ist in der Lage, auf Basis von regionalen Strukturdaten (Haushalte, Kaufkraft, sektorale Wertschöpfung usw.) die KEP-Segmente auf regionale Ebenen mit bis zu fünfstelligen Postleitzahlen (PLZ) abzubilden. Das KEP-R Modell zeigt, dass im Jahr 2017 in Hamburg das Sendungsvolumen in der Innenstadt und in einigen Industrie- und Gewerbegebieten deutlich höher war, als das Sendungsvolumen in den Wohngebieten am Rande der Stadt [25]. Zu einer vereinfachten Verteilung der Paketdrohnen werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Das Drohnen-Vertiport-Konzept von Amazon wird angenommen [26].
- Alle Vertiports von Paketdrohnen befinden sich in den aktuell existierenden Logistikzentren.
- Da die Reichweite der meisten auf dem Markt befindlichen Paketdrohnen mehr als 20 km beträgt (z. B. Amazon, DPD, Wingcopter), wird der maximal zulässige Lieferradius auf 10 km als eine konservative Annahme festgelegt [27].

- Da einige Logistikzentren sehr nah beieinander liegen, werden insgesamt neun Logistikzentren (Vertiports) für Paketdrohnen angenommen (vgl. ABBILDUNG 6).
- Die Drohnen werden anhand der Sendungsvolumen innerhalb jedes Lieferkreises verteilt.

Die ABBILDUNG 6 stellt die Standorte der Logistikzentren in Hamburg und auch den entsprechenden Deckungsumfang dar [28]. Es ist ersichtlich, dass über dieses Verfahren die Paketdrohnen die ganze Stadt Hamburg gut abdecken können. TABELLE V zeigt die Entwicklung der Drohnenanzahl in jedem Logistikzentrum in Hinblick auf den von SESAR abgeleiteten mittleren Hochlaufverlauf, wobei das Sendungsvolumen innerhalb jedes Lieferkreises berücksichtigt wird.

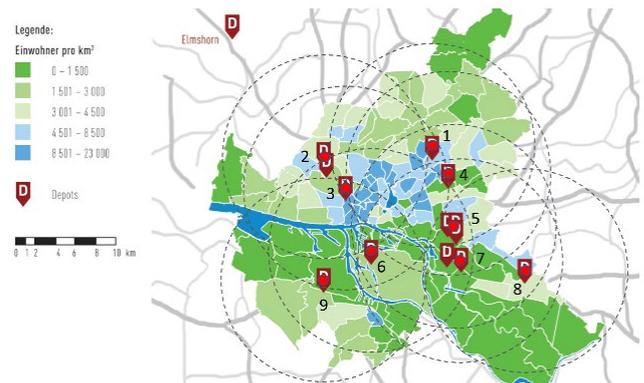


ABBILDUNG 6: STANDORTE DER VERTIPORTS VON PAKETDROHNIEN UND DER DECKUNGSUMFANG JEDES VERTIPORTS [28].

Die Energieverbräuche von Paketdrohnen sind abhängig vom Nutzungsprofil und der Energieeffizienz. Da die großflächige kommerzielle Nutzung von Paketdrohnen noch nicht realisiert ist, existieren keine realen Nutzungsprofile. Zur Vereinfachung der Analyse wird als erste Annäherung nur die maximale Ladeleistung jedes Logistikzentrums untersucht. Dazu werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Der Gleichzeitigkeitsfaktor g_P im Logistikzentrum beträgt 0,8.
- Aktuell liegt die Ladeleistung einer für Paketdrohnen eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie mit einer Kapazität von 800 Wh ca. bei 500 W [12]. Zukünftige Schnellladetechnologien sind in der Lage, eine 600 Wh Lithium-Ionen-Batterie mit 1,2 kW Ladeleistung innerhalb 30 Minuten aufzuladen [29]. Daher wird angenommen, dass ab dem Jahr 2035 die Ladeleistung $P_{P,Laden} = 1,2$ kW beträgt.

Die maximale Ladeleistung jedes Vertiports $P_{P,max}$ wird durch die Gleichung (4) berechnet:

$$P_{P,max} = P_{P,Laden} \cdot N_{P,Vertiport} \cdot g_P \quad (4)$$

Dabei ist $N_{P,Vertiport}$ die Drohnenanzahl eines Vertiports. TABELLE V zeigt die Ergebnisse für die Jahre 2035 und 2050. Abgesehen von den letzten drei Logistikzentren werden die Paketdrohnen relativ gleichmäßig über die restlichen sechs Vertiports verteilt. Da die Ladeleistung einer einzelnen Drohne wegen der geringen Batteriekapazität relativ niedrig ausfällt, beträgt die maximale Gesamtladeleistung mit Berücksichtigung aller Vertiports in Hamburg maximal 514 kW. Mit der aktuellen Ladetechnologie kann die

Ladeleistung eines Lkws mehr als 100 kW und zukünftig mehr als 300 kW betragen [30]. Daher machen die Paketdrohnen anhand der Hochlaufszenerarien nur einen kleinen Anteil der Spitzenlasten an einem Logistikzentrum bis 2050 aus.

TABELLE V: DIE ZUGEORDNETEN PAKETDROHNEN UND DER ENTSPRECHENDE LEISTUNGSBEDARF JEDES LOGISTIKZENTRUMS IN HAMBURG.

Logistikzentrum	Sendungen in Mio.	Anteil	Drohnenanz. / max. Ladeleistung im Jahr 2035	Drohnenanz. / max. Ladeleistung im Jahr 2050
1	60,54	16,3 %	394/ 378 kW	535/ 514 kW
2	54,15	14,6 %	353/ 339 kW	479/ 460 kW
3	60,15	16,2 %	392/ 376 kW	532/ 511 kW
4	57,00	15,4 %	372/ 357 kW	505/ 485 kW
5	40,40	10,9 %	263/ 252 kW	358/ 344 kW
6	46,50	12,5 %	302/ 290 kW	410/ 394 kW
7	23,44	6,4 %	155/ 149 kW	210/ 202 kW
8	8,38	2,3 %	56/ 53 kW	75/ 72 kW
9	19,92	5,4 %	131/ 126 kW	177/ 170 kW

V. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Artikel wurden die Hochlaufszenerarien von Lufttaxis und Paketdrohnen für die Metropolregion Hamburg modelliert. Während eine Zunahme von Lufttaxis ab dem Jahr 2035 zu erwarten ist, wird ein kräftiges Wachstum der Paketdrohnenzahl bereits ab 2025 eintreten. Für die Hochlaufszenerarien ergeben sich folgende Größen: Voraussichtlich 500 Lufttaxis und 3200 Paketdrohnen werden im Jahr 2050 in Hamburg betriebsbereit sein.

Darüber hinaus wurde eine innovative Methode zur Verteilung der Lufttaxis und Paketdrohnen in Hamburg in Hinblick auf die Wirtschaftsstruktur und Bevölkerung von Stadtteilen entwickelt und vorgestellt. In Kombination mit den Hochlaufszenerarien und den Stand der Technik bezüglich Ladeinfrastrukturen ergibt sich daraus der Leistungsbedarf der Vertiports. Die Analyse ergibt, dass die maximale Ladeleistung an einem Vertiport für die Lufttaxis 800 kW im Jahr 2050 betragen wird. Im Gegensatz dazu liegt die maximale Ladeleistung an einem Vertiport für die Paketdrohnen bei 500 kW. Unter Berücksichtigung der begrenzten Anzahl an Vertiports (7 bis 11 Stück in Hamburg) für Lufttaxis, können die Ladeinfrastrukturen unproblematisch in das hamburger Netz integriert werden, da die Ladeleistung unter 1 MW liegt. Für die weiteren Untersuchungen sollte ein Messstand aufgebaut werden, um ein reales Ladeprofil für einen Vertiport zu erhalten. Der Leistungsbedarf von Paketdrohnen in Logistikzentren ist im Vergleich zu elektrisch angetriebenen Lkws geringer. Für ein effizienteres Flottenmanagement und bessere Wirtschaftlichkeit, erscheint die Erarbeitung eines koordinierten Lademanagementsystems, in einem Logistikzentrum oder über eine ganze Metropole hinweg, unter Berücksichtigung verschiedener Mobilitätsträger – auch der Luftfahrt – notwendig.

DANKSAGUNG

Das Projekt „innovative Luftgestützte Urbane Mobilität“ (i-LUM) wird durch die Landesforschungsförderung Hamburg im Rahmen der HamburgX-Projekte gefördert. Das Projekt "dtec emob" wird gefördert vom „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (dtec.bw).

LITERATUR

- [1] „i-LUM-innovative luftgestützte Urban Mobilität,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://i-lum.de/>.
- [2] „Digitalisierung und Elektromobilität – Netz- und Ladeinfrastruktur,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://dtecbw.de/home/forschung/hsu/digitalisierung-elektromobilitaet/digitalisierung-elektromobilitaet>.
- [3] Airbus, „City Airbus-Technical Specifications,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/urban-air-mobility/cityairbus.html.html#specifications>.
- [4] S. Baur, S. Schickram, A. Homulenko, N. Martinez und A. Dyskin, „Urban Air Mobility - The rise of a new mode of transportation,“ Roland Berger GmbH, München, 2018.
- [5] M. Hader, S. Baur, S. Kopera, T. Schönberg und J. Hasenberg, „Urban Air Mobility I USD 90 billion of potential: How to capture a share of the passenger drone market,“ Roland Berger GmbH, München, 2020.
- [6] G. Grandl, M. Ostgathe, S. Doppler und J. Salib, „The Future of Vertical Mobility – Sizing the market for passenger, inspection, and goods services until 2035,“ Porsche Consulting, 2018.
- [7] T. Mayor und J. Anderson, „Getting mobility off the ground,“ KPMG, 2019.
- [8] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Unbemannte Luftfahrtsysteme und innovative Luftfahrtkonzepte – Aktionsplan der Bundesregierung,“ 2020.
- [9] Airbus, „Bringing the Urban Air Mobility Market to Life,“ 2019.
- [10] Volocopter, „The roadmap to scalable urban air mobility,“ 2021.
- [11] Wing, „How it works-Details on our aircraft’s design,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://wing.com/how-it-works/>.
- [12] Wingcopter, „Technical Details-Wingcopter 198 Delivery Variant,“ 04 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://wingcopter.com/wp-content/uploads/2021/04/Specsheet_Wingcopter-198.pdf.
- [13] Sky Limits, „Delivery drones and air taxis in city?,“ 2021.
- [14] B. Fritsch, A. Namneck, A. Schwab, L. Kirchner und M. Stonis, „Wirtschaftlichkeitsbewertung von Drohnen zum innerbetrieblichen Materialtransport,“ *Logistics Journal*, 2020.
- [15] KE-CONSULT Kurte&Esser GbR, „KEP-Studie 2020 – Analyse des Marktes in Deutschland,“ 2020.
- [16] SESAR, „European Drones Outlook Study,“ 2016.
- [17] Verband Unbemannte Luftfahrt, „Analyse des deutschen Drohnenmarktes,“ 2019.
- [18] Verband Unbemannte Luftfahrt, „Analyse des deutschen Drohnenmarktes,“ 2021.
- [19] KE-CONSULT, „BIEK-Kompodium Teil 5,“ 2016.
- [20] J.-P. Aurambout, K. Gkoumas und B. Ciuffo, „Last mile delivery by drones: an estimation of viable market potential and access to citizens across European cities,“ *European Transport Research Review*, 2019.
- [21] J.-H. Boelens, „Pioneering the urban air taxi revolution,“ Volocopter, 2019.
- [22] UBER Elevate, „Fast-Forwarding to a Future of On-Demand Urban Air Transportation,“ 2016.
- [23] M. Niklaß, N. Dzikus, M. Swaid, J. Berling, B. Lührs, A. Lau, I. Terekhov und V. Gollnick, „A Collaborative Approach for an Integrated Modeling of Urban Air Transportation Systems,“ *Aerospace*, April 2020.

- [24] green motion, „FLIGHT XT,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://greenmotion.ch/de/products/flight-xt>. [Zugriff am 06. September 2021].
- [25] S. Altenburg, A. Labinsky, D. Wittowsky, S. Groth, J. Garde, K. Esser und J. Kurte, „Gesamtstädtisches Konzept Letzte Meile,“ 2019.
- [26] J. C. Curlander, A. Gilboa-Amir, L. M. Kisser, R. A. Koch und R. D. Welsh, „Multi-level fulfillment center for unmanned aerial vehicles“, United States Patent US20170175413A1, 2017.
- [27] J. P. Škrinjar, P. Škorput und M. Furdic, „Application of Unmanned Aerial Vehicles in Logistic Processes,“ *New Technologies, Development and Applications*, 2018.
- [28] Bundeverband Paket & Express Logistik, „Nachhaltigkeitsstudie,“ 2017.
- [29] Aura Aerospace, „Breakthrough 10 Minute Charge ‘Battery’ Now Commercially Available,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://aura.aero/energy/breakthrough-10-minute-charge-battery-now-commercially-available/>.
- [30] J. Rosenow, „E-Mobilität: Ein Megawatt Ladeleistung wird künftig normal,“ *kfz-betrieb*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kfz-betrieb.vogel.de/e-mobilitaet-ein-megawatt-ladeleistung-wird-kuenftig-normal-a-904238/>.

Zukunftsfähige Antriebskonzepte für Luftfahrzeuge – Vom „fossilen“ zum „grünen“ Fliegen –

Lukas Baum*, Carsten Cosse, Florian Grumm, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*lukas.baum@hsu-hh.de

Kurzfassung – Die Luftfahrtindustrie steht vor der Herausforderung emissionsfreies Fliegen in wenigen Jahrzehnten zu realisieren. Sustainable Air Fuels ermöglichen bereits heute CO₂-neutrales Fliegen unter Nutzung bestehender Infrastrukturen. Mit Hybriden und turboelektrischen Antriebskonzepten verbessert sich die Systemeffizienz und die Umweltbilanz weiter, besonders wenn die Luftfahrzeug-Architekturen aerodynamisch optimiert sind. Vollständig emissionsfreies Fliegen ermöglichen nur batterie-elektrische und brennstoffzellen-elektrische Antriebskonzepte; jedoch begrenzt die Energiedichte der genutzten Energiespeicher-Technologie die Reichweite. Diese Einschränkung erfordert Antriebssysteme mit hohen Systemeffizienzen und geringen Systemmassen. Besonders geeignet erscheint das H₂-to-Torque-Konzept, das dieser Beitrag vorstellt. Das Konzept ist Teil des Forschungsprojekts BETA – Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik.

Stichworte – Emissionsfreies Fliegen, Elektrisches Fliegen, More Electric Aircraft, All Electric Aircraft, Wasserstoff-Speicher, Sustainable Air Fuels, Brennstoffzellensysteme

NOMENKLATUR

AEA	All Electric Aircraft
BETA	Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik
BLI	Grenzschichteinsaugung (engl.: Boundary Layer Ingestion)
CcH ₂	transkritische Wasserstoffspeicherung (engl.: Cryo-compressed Hydrogen Storage)
CGH ₂	Druckwasserstoffspeicherung (engl.: Compressed Gaseous Hydrogen Storage)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
HVDC	Hochspannungs-Gleichstrom (engl. High Voltage Direct Current)
LH ₂	Flüssigwasserstoffspeicherung (engl.: Liquid Hydrogen Storage)
LOHC	flüssige organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers)
MCU	Motor Control Unit
MEA	More Electric Aircraft
NO _x	Stickoxide
PtL	Power-to-Liquid
SAF	Sustainable Air Fuel

VTOL Senkrechtstart und -landung (engl.: Vertical Take-Off and Landing)

I. EINLEITUNG

Der globale Luftverkehr trägt durch Emissionen zur Klimaerwärmung bei [1]. Um zukünftig eine emissionsneutrale oder emissions-freie Luftfahrt zu ermöglichen, sind Alternativen zu konventionellen „fossilen“ Energiequellen notwendig. An vorderster Stelle steht die Nutzung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen wie Solarenergie, Wind- oder Wasserkraft, um die Emission von Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu vermeiden. Weitere Emissionen wie Stickoxide (NO_x), Wasserdampf und die Bildung von Kondensstreifen haben ebenfalls einen Einfluss auf das Klima. In der Höhe sind die Klimaauswirkungen von emittiertem CO₂ und NO_x zudem größer als am Boden [2, S. 1].

Dies führte zu den Umweltzielen der Europäischen Union im *Flightpath 2050 Europe's Vision for Aviation*: 75% Reduktion der CO₂-Emissionen pro Passagierkilometer, 90% Reduktion der NO_x-Emissionen, emissionsfreies Taxiing und recyclebare Luftfahrzeuge [3]. Um diese Ziele und „grünes“, emissionsarmes Fliegen ohne „fossile“ Energieträger zu erreichen, erfordern zukünftige Luftfahrzeugkonzepte die Optimierung bestehender und die Entwicklung neuer Systemkonzepte für die Energieversorgung und -verteilung an Bord. Über die Elektrifizierung von Nebenaggregaten in More-Electric-Aircraft (MEA) Konzepten hinaus, ist zukünftig für ein All-Electric-Aircraft (AEA) wichtig, dass die Hauptantriebe hybridisiert und elektrifiziert werden.

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über unterschiedliche Antriebskonzepte, die in Zukunft bei Luftfahrzeugen einsetzbar sein könnten. Abschließend wird das Verbundprojekt *BETA – Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik* der Partner AIRBUS Operations GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg und ZAL Zentrum für Angewandte Luftfahrtforschung GmbH vorgestellt.

II. ZUKUNFTSFÄHIGE ANTRIEBSKONZEPTE

Die limitierenden Faktoren für emissionsfreie Antriebe sind die spezifische Energie (in Wh/kg) und die Energiedichte (in Wh/L) der verwendeten Energiespeicher. Um eine Alternative zu sein, müssen die elektrischen Antriebskonzepte mit konventionellen Flugzeugen vergleichbare Reichweiten erzielen.

A. Sustainable Air Fuels in Gasturbinen

Kerosin aus fossilen Quellen besitzt eine hohe spezifische Energie von etwa 12.000 Wh/kg bei einer Energiedichte von 9.600 Wh/L; unter Normalbedingungen kann Kerosin in tragenden Strukturen wie den Flügeln gelagert werden. Die praktisch erreichbare thermodynamische Effizienz nach (1) von Gasturbinen wird bei 65 – 70% erwartet [4, S. 35-36]. Im Prozess wird chemische Energie E_{chem} zu thermischer Energie E_{th} zu kinetischer Energie E_{kin} gewandelt.

$$E_{\text{chem}} \rightarrow E_{\text{th}} \rightarrow E_{\text{kin}} \quad (1)$$

Das schubstärkste Gasturbinenriebwerk für kommerzielle Flugzeuge, das GE90-115b, erreicht eine spezifische Leistung von etwa 9,4kW/kg (75 MW [5] und 8.000kg [6]).

Eine Alternative zu Kerosin sind Biofuels und über Power-to-Liquid (PtL) synthetisierte Treibstoffe, sogenannte Sustainable Air Fuels (SAF); sie ermöglichen bei selber Antriebstechnik und Speicherdichte im Luftfahrzeug CO₂-neutrales Fliegen. Erwartbar ist eine 30 bis 60-prozentige Reduktion der Auswirkungen auf das Klima: Die schädlichen Effekte beruhen dann nicht mehr auf der absoluten CO₂-Emission, sondern auf dem Ort der CO₂-Emission, sowie den weiterhin entstehenden Schadstoffemissionen in Form von Feinstaub und NO_x [7].

Der signifikante Vorteil von SAF der Kategorie „Drop-in Fuels“ ist, dass sowohl die Luftfahrzeuge, als auch die Infrastruktur am Flughafen nur minimal auf die neuen Kraftstoffe anzupassen sind. Denn „Drop-in Fuels“ können chemisch gleichwertig zum Kerosin Jet-A1 hergestellt werden [8]. Abseits der Flughäfen muss jedoch eine entsprechende Produktionsinfrastruktur entstehen, um diese Kraftstoffe unter Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre herzustellen.

Für Biofuels der ersten Generation erfolgt die CO₂-Entnahme durch den Anbau von Energiepflanzen. Hier gibt es großtechnisch etablierte Verfahren. Kraftstoffe für den Straßenverkehr sind seit längerem anteilig mit Biofuels versetzt. Für eine Beimischung hydrierter Pflanzenöle von bis zu 50% besteht eine Zulassung zur Verwendung in der zivilen Luftfahrt [8]. Um zukünftig das Konfliktfeld Tank-vs.-Teller zu vermeiden, verwenden Biofuels der zweiten Generation Abfälle aus der Lebensmittelindustrie und Landwirtschaft.

PtL ermöglicht die Verknüpfung der Energiesektoren Elektrizität und Mobilität: Der Treibstoff ist gezielt in Zeiten elektrischer Überproduktion herstellbar. Entscheidend für die Effizienz des Gesamtprozesses ist die Quelle für das CO₂, welches im weiteren Prozess zu höheren Kohlenwasserstoffen verarbeitet wird. Der hauptsächliche Kostentreiber sind die Erzeugungskosten für den Wasserstoff [9, S. 3238]. Eine Kombination von Biofuels und PtL ist vorteilhaft, da bei der Herstellung von Biofuels CO₂ als Produkt abfällt, welches wiederum im PtL-Prozess als Edukt nutzbar ist.

Als Produktionsprozess für SAF in der Luftfahrt eignet sich der Fischer-Tropsch-Prozess, der seit Anfang des 20. Jahrhunderts großtechnisch angewandt wird; die Weiterverarbeitung des Rohprodukts erfordert etablierte Raffinerietechnik [9, S. 3235]. In den kommenden Jahren sind mehrere Pilotanlagen im Industriemaßstab geplant, um weitere Erkenntnisse zur Effizienz dieses Gesamtprozesses zu gewinnen. Theoretisch sind Effizienzen zwischen 38 und 64% für die Wandlung nach (2) von elektrischer Energie E_{el} in chemische Energie E_{chem} erreichbar [10].

$$E_{\text{el}} \rightarrow E_{\text{chem}} \quad (2)$$

Dies entspricht einer Gesamteffizienz von 25 – 45% für die Wandlungskette nach (3).

$$E_{\text{el}} \rightarrow E_{\text{chem}} \rightarrow E_{\text{th}} \rightarrow E_{\text{kin}} \quad (3)$$

Für CO₂-freies Fliegen muss die Energie ohne die chemische Bindung an Kohlenstoff gespeichert werden, um lokale Emissionen zu vermeiden; beispielsweise ermöglicht durch die Verbrennung von elementarem Wasserstoff in Gasturbinenriebwerken. Durch technische Anpassungen der Brennkammern und Turbinenkühlung lassen sich bestehende Gasturbinen mit Wasserstoff betreiben [1]. Dabei sind ähnliche Effizienzen zu erwarten wie bei herkömmlichen Gasturbinen. Diese Verbrennung von Wasserstoff setzt jedoch kein CO₂ frei und kann so die Auswirkungen der Luftfahrt auf das Klima um 50 – 75% reduzieren [7]. Problematisch bleiben auch bei dieser Technik die entstehenden NO_x-Emissionen. Die Speicherung des Wasserstoffs ist zudem technisch aufwändiger als für SAF. Aufgrund des größeren Volumens und höheren Gewichts des Kraftstoffsystems, ergeben sich für das Gesamtsystem Flugzeug daher Herausforderungen [1, 7].

B. Wasserstoff-Speichertechnologien

Die spezifische Energie von Wasserstoff selbst ist mit 33.000 Wh/kg [11, S. 484] sehr hoch. Die Speicherung ist jedoch aufwändig: Wasserstoff weist bei Normalbedingungen lediglich eine Energiedichte von 2,97 Wh/L [11, S. 487] auf. Verschiedene Wasserstoffspeicher ermöglichen höhere Energiedichten; gleichzeitig verringert die Masse der Speicherinfrastruktur selbst die spezifische Nettoenergie; zusätzlich treten Verluste durch das Ein- und Auslagern auf.

Moderne Compressed Gaseous Hydrogen (CGH₂) 700 bar Hochdruckspeicher aus Faserverbund-Werkstoffen erreichen Nettoenergiedichten von 1.350 Wh/L bei einer spezifischen Nettoenergie von 1.880 Wh/kg. Die Einlagerungsverluste betragen etwa 12% [11, S. 487, 12]. Liquid Hydrogen (LH₂) Flüssiggasspeicher ermöglichen bei einer Lagertemperatur von unter 20K Nettoenergiedichten von 1.780 Wh/L bei spezifischen Nettoenergie von 2.475 Wh/kg [12]. Die Ein- und Auslagerungsverluste betragen zwischen 28 und 46% [11, S. 488]. Im Speicher entsteht trotz aufwändiger Isolierung stetig gasförmiger Wasserstoff, der den Speicher unter Druck setzt. Während des Flugs und der Abfertigung am Flughafen kann der gasförmige Wasserstoff direkt genutzt werden. Einzig während längerer Parkzeiten muss dieser in die Atmosphäre abgelassen werden, um den Speicher nicht zu beschädigen. Mit Druck beaufschlagte Flüssiggasspeicher Cryo-compressed-Hydrogen (CcH₂) Speicher, adressieren dieses Problem: Sie ermöglichen Nettoenergiedichten von 1.498 Wh/L bei einer spezifischen Nettoenergie von 2.471 Wh/kg [13].

Weitere Speichertechnologien, wie die Einlagerung in Metallhydride oder flüssige organische Wasserstoffträger (englisch: liquid organic hydrogen carriers, LOHC) bieten hohe Energiedichten bezogen auf das Speichermaterial [12]. Jedoch ist die benötigte Ein- und Auslagerungs-Infrastruktur zu verbessern. Voraussichtlich sind diese Speichertechnologien nur für Anwendungen interessant, bei denen die spezifische Energie des Speichers kein Hauptkriterium ist.

C. Hybride und turbo-elektrische Antriebskonzepte

Je nach Art der Energiespeicher an Bord des Luftfahrzeugs stehen unterschiedliche Möglichkeiten für die Wandlung in Wellenleistung und daraus Schubkraft zur Verfügung. Von der Optimierung von konventionellen Gasturbinen-triebwerken bis zu verteilten aerodynamisch integrierten elektrischen Antrieben besteht eine Bandbreite von Antriebskonfigurationen.

Den Zwischenschritt vom Gasturbinentriebwerk zum vollelektrischen Fliegen bilden turbo-elektrische und hybride Antriebskonzepte, welche weiterhin eine Verbrennungsmaschine als primären Energiewandler aufweisen. Der Wirkungsgrad dieser Antriebskonzepte kann höher als bei konventionellen Triebwerken sein, denn die Antriebe sind optimal verteilbar, es existieren hohe Nebenstromverhältnisse und die Grenzschichteinsaugung (engl. Boundary Layer Ingestion (BLI)) ist nutzbar [1, S. 52, 4, S. 56]. Beim partiell turbo-elektrischen Prinzip aus ABBILDUNG 1 versorgt ein Generator am Gasturbinentriebwerk einen zusätzlichen Elektromotor.

Dieses Antriebsprinzip findet sich in den Konzeptstudien *STARC-ABL* (Single-aisle Turboelectric Aircraft–Aft Boundary Layer) der NASA [14] und im europäischen Forschungsprojekt *CENTRELINE* (ConcEpt validatioN sTudy foR fuselage wake-filLing propulsioN intEgration) [15]. Beide Konzepte integrieren einen elektrischen Direktantrieb im Heckkonus (engl. electric tailcone propulser) des Flugzeugs, der das Prinzip der BLI nutzt; die Grenzschicht bezeichnet die langsamere Luftströmung am Flugzeugrumpf. Auf diese Weise kann zusätzlicher Vortrieb erzeugt werden, da die langsamere Grenzschicht nochmals beschleunigt wird, anstatt direkt in Wirbelschleppen überzugehen. Dieser aerodynamische Vorteil reduziert den Treibstoffverbrauch [16].

Der Elektromotor des *STARC-ABL* hat eine Leistung von 2,6 MW bei einem Leistungsgewicht von 11 kW/kg und einem angenommenen Wirkungsgrad von 98% [14]. Trotz des zusätzlichen Motorgewichtes von ca. 240kg spart dieses Prinzip ca. 10% Treibstoff gegenüber dem Flugbetrieb mit reinen Gasturbinentriebwerken gleicher Technologie [14], denn die Gasturbinentriebwerke des Luftfahrzeugs mit BLI können kleiner dimensioniert werden.

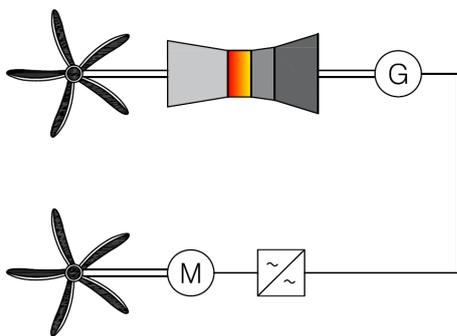


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES PARTIELL TURBO-ELEKTRISCHEN ANTRIEBSKONZEPTEES.

Im Gegensatz zum partiell turbo-elektrischen Prinzip erzeugen bei rein turbo-elektrischen Antrieben aus ABBILDUNG 2 nur Elektromotoren den Vortrieb. Der Vorteil ist, dass die Energieerzeugung und der Vortrieb mechanisch entkoppelt sind, sodass Wellenleistungstriebwerk und

Antriebe optimal positioniert werden können. Konzepte für diese Antriebsart sind der *N3-X* und der *ECO150* der NASA. Untersuchungen in [17] prognostizieren einen geringeren Treibstoffverbrauch von bis zu 72% des *N3-X* im Vergleich zu einer Boeing *B777-200LR*. Die Generatorleistung beträgt 30MW und die Leistung eines einzelnen Motors 4,3MW. Der Nachteil dieses Konzeptes ist, dass das Wellenleistungstriebwerk nicht immer im optimalen Betriebspunkt läuft, denn die Generatorleistung ist direkt von der Motorleistung abhängig.

Diesen Nachteil kann ein zusätzlicher Batteriespeicher ausgleichen, der in die elektrische Energieverteilung des turbo-elektrischen Antriebs eingebunden ist. Bei diesem seriell-hybriden Antriebskonzept aus ABBILDUNG 3 liefert die Batterie die zusätzliche Leistung für Manöver und den Startvorgang. Während Flugphasen mit konstanter Geschwindigkeit kann die Batterie wieder geladen werden. Die Generatorleistung ist von der Motorleistung entkoppelt; das Wellenleistungstriebwerk läuft im optimalen Betriebspunkt. Der Wirkungsgrad des Wellenleistungstriebwerks bleibt konstant hoch und die Lebensdauer ist länger [18]. Im *E-FanX* Konzept-Demonstrator entwickelte Airbus gemeinsam mit Rolls-Royce und Siemens ein Luftfahrzeug mit einem 2,5 MW Turbogenerator, einem 3 kV DC-Bordnetz, sowie einem 2 MW Elektroantrieb; ein Testflug fand jedoch nie statt [19]. Zunum Aero arbeitet weiterhin an einem Luftfahrzeugkonzept mit struktur-integrierten Batteriespeichern, elektrischen Triebwerken und einer Gasturbine als Range-Extender [20].

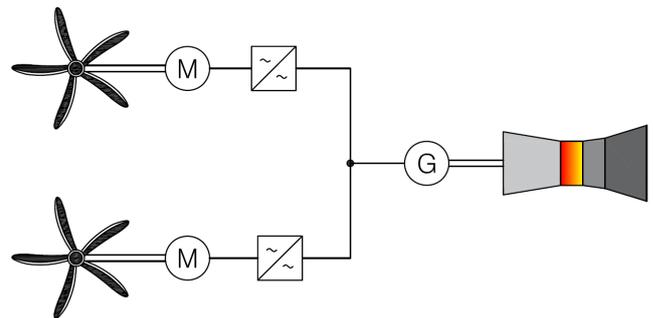


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES TURBO-ELEKTRISCHEN ANTRIEBSKONZEPTEES.

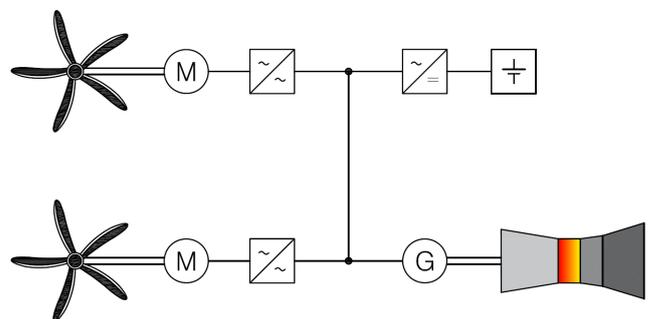


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES SERIELL-HYBRIDEN ANTRIEBES.

Nachteilig beim turbo-elektrischen und beim seriell-hybriden Konzept ist, dass die Komponenten des elektrischen Antriebsstrangs auf die maximale Schubleistung auszulegen sind. Dies führt zu höheren Massen beim Motor und bei den Wandlern.

Generiert die Wellenleistung der Verbrennungsmaschine hingegen zusätzlich Vortrieb, reduziert sich die Masse der Wandler; dieses parallel-hybride Antriebskonzept zeigt **ABBILDUNG 4**. Es ermöglicht beispielsweise eine Optimierung des Gasturbinenriebwerks auf den Reiseflug (engl.: cruise flight). Zusätzlich notwendige Schubleistung für den Startvorgang oder bei Flugmanövern erzeugt der Elektromotor, gespeist aus einer Batterie [21, 22]. Eine alternative Optimierungsstrategie ist, dass der Elektromotor den Treibstoffverbrauch während des Reiseflugs reduziert und die benötigte Energie beispielsweise während Sinkflugphasen rekupert [23]. In der Studie eines Verkehrsflugzeuges für 180 Personen [23] reduziert ein hybrides Konzept den Treibstoffverbrauch um 13 % für einen Kurzstreckenflug von 900 sm (ca. 1.667 km).

Ein wesentlicher Nachteil dieses hybriden Konzeptes ist, dass der Elektromotor mit der Triebwerkswelle verbunden ist und das Gasturbinenriebwerk daher direkt beeinflusst. Dies kann zu ineffizientem Teillastbetrieb des Gasturbinenriebwerks führen [24, S. 119]. Aufgrund der konstruktiven Nähe ist der Elektromotor bzw. Generator vor der Wärme des Triebwerks zu schützen [22]; dies erhöht den Konstruktionsaufwand – nachrüstbar ist dieses Konzept somit nur mit erheblichem Aufwand.

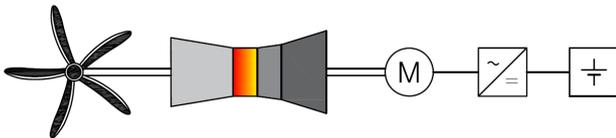


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES PARALLEL-HYBRIDEN ANTRIEBSKONZEPTES.

Bei den meisten hybriden und turbo-elektrischen Konzepten sind die Antriebe dezentral entlang der Flügel verteilt und das Wellenleistungstriebwerk ist zentral angeordnet. Hierdurch entstehen hohe Anforderungen an die Energieverteilungsstruktur. Wie die Konzeptstudien der Antriebe zeigen, sind für die Elektromotoren Leistungen im Megawatt-Bereich für Mittel- und Langstreckenflugzeuge zu erwarten. Für die Energieübertragung im Megawatt-Bereich ergeben sich Spannungen im Kilovolt-Bereich; kleinere Spannungen führen zu hohen Kabelmassen aufgrund des notwendigen Leitungsquerschnitts. Bei Hochspannungs-Gleichstromnetzen (HVDC) sind durch den niedrigen Luftdruck und die Höhenstrahlungen Aspekte wie Spannungs- und Isolationsfestigkeit zu berücksichtigen [25, S. 171]. Der Einsatz dieser Antriebskonzepte erfordert die Weiterentwicklung und neue Technologien für leichte Generatoren, Leistungselektronik, Motoren, Hochspannungs-Bordnetze und -Kabel.

1) *All Electric Aircraft: Vollelektrische Antriebskonzepte*

AEA, also vollelektrische Antriebskonzepte für Luftfahrzeuge, nutzen keine Wärmekraftmaschinen. Genutzt werden stattdessen elektrochemische Energiewandler wie Batterien oder Brennstoffzellen. Dies vermeidet klimaschädliche Emissionen wie CO₂ und NO_x gänzlich. Es ist eine Reduzierung der Klimaauswirkung der Luftfahrt von 75 – 90 % zu erwarten [7]. Vollelektrische Antriebskonzepte besitzen potentiell deutlich höhere Systemeffizienzen. Dies kann die niedrigen spezifischen Leistungen und Energiedichten der Speicher ausgleichen.

Gleich bei allen vollelektrischen Konzepten sind die Komponenten wie Gleichspannungswandler, Umrichter und

Elektromotoren. Sie sind jeweils mit Effizienzen von 95 – 98 % anzunehmen [4, S. 60]. In Kombination mit Batterie-Energieeffizienzen von 90 – 95 % [26] ergeben sich Gesamt-Systemeffizienzen für die Wandlung nach (4) von 73 – 87 %.

$$E_{\text{chem}} \rightarrow E_{\text{el}} \rightarrow E_{\text{kin}} \quad (4)$$

Durch die hohen Systemeffizienzen sind für vollelektrische Regionalflugzeuge spezifische Speicherenergien von 1.800 Wh/kg ausreichend [4, S. 56]. Dies liegt jedoch weiterhin über der prognostizierten Entwicklung für Batterietechnik: Stand der Technik in der straßengebundenen Elektromobilität sind heute Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Diese besitzen jedoch nur eine spezifische Energie von bis zu 280 Wh/kg, sowie Energiedichten auf Zellebene von 800 Wh/L [1, 4, S. 56, 27]. Schätzungen für in den nächsten Dekaden erreichbare spezifische Energien erwarten bis zu 600 Wh/kg [4, S. 61]. Daher werden batterie-elektrische Luftfahrzeuge nur für Zubringerflugzeuge und Konzepte der urbanen Luftmobilität (siehe **ABBILDUNG 5**) relevant sein. Hier werden spezifische Energien von 400 Wh/kg [4, S. 56] als ausreichend eingeschätzt.

Mehrere Hersteller entwickeln batterie-elektrische, senkrechtstartende Luftfahrzeuge (Vertical Take-Off and Landing (VTOL)). Airbus erreicht mit dem *CityAirbus* eine Reichweite von 15 km bei 250 kg Nutzlast [28]. Volokopter erreicht mit dem Volokopter X2 eine Reichweite von 27 km für 160 kg Nutzlast [29]. Vollelektrische Zubringerflugzeuge sind bereits im Linienbetrieb im Einsatz: Das Unternehmen magniX bietet modulare Lösungen zur Umrüstung von Kleinflugzeugen auf batterie-elektrischen Antrieb [30]. Die NASA forscht im Projekt X-57 an einem Zubringerflugzeug mit 14 elektrischen Antrieben [31]. Für den Regionalverkehr arbeitet Wright Electric an einem vollelektrischen Konzept. Entsprechende Elektromotoren mit einer Leistung von je 2 MW und einer Leistungsdichte von 10 kW/kg wurden präsentiert, um den Leistungsbedarf von 20 MW zu decken [32]. Die dazu benötigten Speicherenergie-dichten liegen jedoch – wie diskutiert – über den erwartbaren Entwicklungen.

Für emissionsfreie Luftfahrzeuge im Zubringer- und Regionalverkehr sind wegen der erreichbaren Energiedichten daher nur brennstoffzellen-elektrische Antriebskonzepte, wie in **ABBILDUNG 6** dargestellt, sinnvoll. So werden brennstoffzellen-elektrische Antriebe seit 2016 in 32 Testflügen mit dem Forschungsflugzeug *HY4* durch die H2Fly GmbH erprobt: In einem parallel-hybriden Antrieb speist ein 21 kWh Batteriespeicher sowie ein 42 kW Brennstoffzellen-Stack einen 80 kW Elektromotor.



ABBILDUNG 5: CITYAIRBUS (© AIRBUS OPERATIONS GMBH).

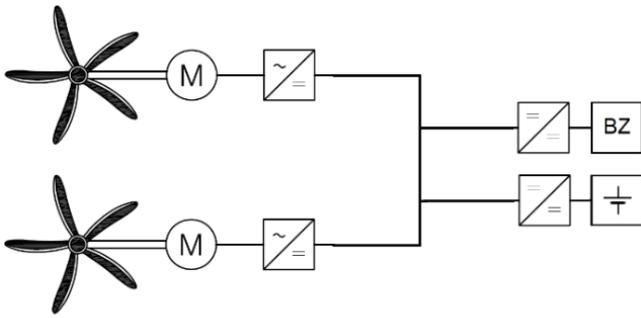


ABBILDUNG 6: BRENNSTOFFZELLEN-ELEKTRISCHES ANTRIEBS-KONZEPT MIT ZENTRALER GLEICHSTROM-VERSORGUNGS-ARCHITEKTUR.

Dies ermöglicht eine Nutzlast von 470 kg bei einer Reichweite von bis zu 1.500 km mit einem CGH₂-Speicher [33, 34]. Das Unternehmen ZeroAvia erprobt ein sechsstufiges Kleinflugzeug mit Brennstoffzellenantrieb – bereits 2022 soll ein 19-sitziges Luftfahrzeug erprobt werden [33].

TABELLE I fasst in einer Übersicht den Anpassungsbedarf für neue Luftfahrzeugkonzepte zusammen.

TABELLE I: ANPASSUNGSBEDARFE ZUKÜNFTIGER ANTRIEBSKONZEPTE.

Technologie	Komplexität	Reduzierung Klimawirkung	Bedarf neue Antriebe	Bedarf neue Luftfahrzeugstrukturen	Bedarf neue elektrische Systeme
SAF (Drop-in)	•	netto CO ₂ -frei			
parallel-hybrid	•••	n/a	•••	•••	••
seriell-hybrid	•••••	n/a	•••	•••	•••
H ₂ -Gasturbine	••	CO ₂ -frei	••	••••	
BZ-elektrisch	••••	nahezu emissionsfrei	••••	•••••	•••••
batterie-elektrisch	•••	emissionsfrei	••••	•••••	•••••

III. VERTEILTE MULTISTRANG-ANTRIEBSKONZEPTE

Zentral ausgelegte Konzepte für elektrische Antriebe stellen Systementwickler vor Probleme. Vor allem hohe Massen und Verluste im Bereich der Energieverteilung sind problematisch [35]. Verteilte Multistrang-Versorgungsstrukturen ermöglichen hierbei, die Energieverteilungsstruktur an Bord des Luftfahrzeuges auf ein Minimum zu reduzieren, die Systemredundanz zu erhöhen und Vorteile durch Segmentierung und Modularisierung auszuschöpfen [36, S. 1].

Multistrang-Antriebskonzepte trennen die Energiewandlung nach (3) in unabhängige Leistungsstränge. So teilt sich die hohe Gesamtsystemleistung in Stränge kleinerer Leistungen auf.

Die Leistung der Einzelstränge ist dann mit erprobten Systemen beherrschbar. Zusätzlich erzeugen unabhängige Leistungsstränge inhärente Redundanz: Bei entsprechender Implementierung beeinflusst der Ausfall eines oder mehrerer Leistungsstränge die Funktion der verbleibenden

Leistungsstränge nicht. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums bedeutet bei konventionellen zweistrahligen Flugzeugen eine Überdimensionierung der Startleistung um 100%. Diese kann bei Multistrang-Antriebskonzepten bedeutend kleiner ausfallen [37, S. 1].

Wird der Energiewandler in unmittelbarer Nähe zum Antrieb positioniert, beispielsweise als Brennstoffzellensystem, Antriebsumrichter und Elektromaschine in einer Triebwerksgondel, sind weiträumige Energieverteilungsstrukturen nicht erforderlich. Dies ist vorteilhaft, da Masse, Verluste und elektromagnetische Emissionen der Versorgungsstrukturen minimiert werden. Dieses Konzept greift Airbus im Konzept *The 'Pod' configuration* im Rahmen des ZEROe-Projektes auf (siehe ABBILDUNG 7).



ABBILDUNG 7: VERTEILTE BZ-ANTRIEBSKONZEPTE (© AIRBUS OPERATIONS GMBH).

Das Konzept multipler Leistungsstränge lässt sich auf einzelne Elektro-Maschinen anwenden, wie in ABBILDUNG 8 dargestellt. Hier werden die Statorwindungen der elektrischen Maschine in elektrisch unabhängige Teilwindungssätze segmentiert [37]. Von der Segmentierung in mehrere dreiphasige Windungssätze bis zur isolierten Speisung einzelner Phasen von Multiphasen-Maschinen sind viele Konfigurationen möglich. Durch die Optimierung solcher Multistrang- oder Multiphasen-Maschinen mit verschiedenen gewickelten Phasensätzen, können diese für verschiedene Betriebspunkte optimiert und so die Gesamteffizienz über ein komplettes Missionsprofil erhöht werden [38].

IV. H₂-TO-TORQUE: PROJEKT BETA

Im Verbundprojekt *BETA – Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik*, werden die Konzepte von verteilten Multistrang-Antriebskonzepten mit dem H₂-to-Torque-Prinzip gekoppelt. Den Grundgedanken von H₂-to-Torque bildet die möglichst direkte Verschaltung von Brennstoffzellen (H₂ für Wasserstoff) mit den drehmomentbildenden (Torque: engl. für Drehmoment) Statorwindungen eines Elektromotors.

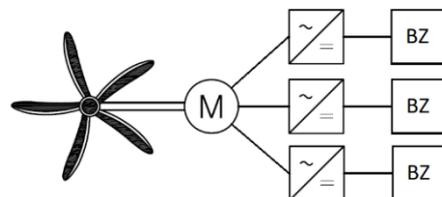


ABBILDUNG 8: MULTISTRANG-ANTRIEBSKONZEPT MIT H₂-TO-TORQUE-ANSATZ.

Ziel ist die Minimierung der Systemkomponenten auf eine Brennstoffzelle, eine Motor Control Unit (MCU) und einen Spulensatz pro Strang. Die Leistungsstränge treiben mechanisch dieselbe Welle an. Das Konzept ist in ABBILDUNG 8 dargestellt. Der Fachbereich Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg wird im Projekt ein System aus MCUs entwickeln, welches auf die spezifischen Bedingungen bei der Anwendung der H₂-to-Torque Architektur abgestimmt ist. Das beinhaltet die leistungsabhängige Spannungsregelung, die Redundanz, die Zuverlässigkeit und die Sicherheitsmechanismen zum sicheren Betrieb eines solchen Systems. Parallel wird das Systemverhalten simuliert, um virtuell unterschiedliche MCU- und MCU-System-Architekturen zu testen und ein geeignetes Layout zu ermitteln.

Eine Gegenüberstellung von Multistrang- und Multiphasen-Maschinen sowie Konzepte zur direkten Anbindung der Brennstoffzelle an die Antriebsumrichter werden erarbeitet. Von Interesse ist die Differenz zwischen Brennstoffzellen-Leerlaufspannung und -Spannung im Leistungsmaximum, welche nur ca. 50% der Leerlaufspannung beträgt. Dies ist relevant für die Auslegung der Leistungshalbleiter. Diese müssen ausreichend spannungsfest entsprechend der Leerlaufspannung und eventueller weiterer Spannungsspitzen ausgelegt werden, gleichzeitig aber eine hohe Systemeffizienz im Leistungsbereich ermöglichen. Auch für den Betrieb und die Regelung der elektrischen Maschine ist die weiche Spannungskennlinie der Brennstoffzelle relevant. Die Grenzgeschwindigkeit der elektrischen Maschine, bei der der Übergang in den Feldschwächebetrieb stattfindet, ist proportional zur Quellenspannung. Dies muss bei der Programmierung der Regelungsstrukturen berücksichtigt werden.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Die Dekarbonisierung der Luftfahrt ist das Ziel einer gesamten Industrie. SAFs ermöglichen es, konventionelle Gasturbinenriebwerke CO₂-neutral zu betreiben. Als Brückentechnologie sind SAFs eine sinnvolle Option, da vorhandene Luftfahrzeugsysteme und auch die Flughafen-Infrastruktur nur minimal anzupassen sind. Zur Steigerung der Gesamtsystemeffizienzen ist für MEA auch die Hybridisierung der Antriebsstränge relevant. Hier ergeben sich Potentiale für aerodynamisch vorteilhafte, verteilte Antriebe, welche auch Grenzschichtströmungen nutzen. Die zunehmende Hybridisierung bildet die technische Grundlage für brennstoffzellen-elektrische Antriebe. Batterie-elektrische Antriebe sind aufgrund der geringen Energiedichte der verfügbaren Batteriespeicher-Technologie nur für Zubringerflugzeuge und Konzepte der urbanen Luftmobilität relevant. Die Flüssiggasspeicherung von Wasserstoff in Kombination mit hocheffizienten brennstoffzellen-elektrischen Systemen und angepassten Luftfahrzeugstrukturen ermöglichen praxisrelevante Reichweiten auch bei größeren Luftfahrzeugen. Besonderes Potential zur Optimierung der Energieverteilungsstrukturen und Systemmassen bieten hochintegrierte Multistrang-Antriebskonzepte, bis hin zur direkten Kopplung von Brennstoffzellen und Antriebsmaschinen im H₂-to-Torque Ansatz. Die Quantifizierung dieser Potentiale und Erarbeitung technischer Lösungswege ist Forschungsgegenstand im Verbundprojekt *BETA – Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik*. Gemeinsam mit den Projektpartnern werden Lösungen für den zuverlässigen und sicheren Betrieb der

Brennstoffzellen-Technologie im Antriebsstrang zukünftiger Luftfahrzeuge entwickelt.

VI. FÖRDERUNG

Diese Übersicht ist Teil des Projekts *BETA – Brennstoffzellensystem-Entwicklung für die technische Aviatik, Teilvorhaben MCU-System*, in Zusammenarbeit mit der AIRBUS Operations GmbH, dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg und dem ZAL Zentrum für Angewandte Luftfahrtforschung GmbH, gefördert vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP II): FKZ 03B10704B.

LITERATUR

- [1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, „Zero Emission Aviation - Emissionsfreie Luftfahrt: White Paper der deutschen Luftfahrtforschung“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dlr.de/content/de/downloads/2020/white-paper-zero-emission-aviation.pdf>.
- [2] U. Schumann, „Klimawirkungen des Luftverkehrs: Informationen zum Fachgespräch 'Luftverkehr und Klimaschutz'“, Berlin, 2007.
- [3] Europäische Kommission, *Flightpath 2050: Europe's vision for aviation; maintaining global leadership and serving society's needs; report of the High-Level Group on Aviation Research*. Luxemburg: Publ. Off. of the Europ. Union, 2011.
- [4] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, *Commercial Aircraft Propulsion and Energy Systems Research: Reducing Global Carbon Emissions*. Washington, D.C.: The National Academies Press, 2016.
- [5] General Electric Company, *GEA33614A LM9000 Power Plants*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/product/gas%20turbines/Fact%20Sheet/2018-prod-specs/GEA33614A%20LM9000_Power_Plants_R1.pdf [Zugriff am: 27. September 2021].
- [6] C. Cotoranu, „Type-Certificate Data Sheet: GE90 Series Engine“, European Union Aviation Safety Agency, Dez. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.easa.europa.eu/sites/default/files/dfu/EASA%20TCDS%20IM%20E%20002_GE90%20series_Issue4_Final_18Dec2019.pdf.
- [7] Clean Sky 2 Joint Undertaking und Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, Hg., „Hydrogen Powered Aviation: A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050“, Luxemburg, 2020.
- [8] J. Sandquist und B. M. Güell, „Overview of Biofuels for Aviation“, *Chemical Engineering Transactions*, Jg. 29, S. 1147–1152, 2012, doi: 10.3303/CET1229192.
- [9] V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff und S. Fendt, „Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review“, *Energy Environ. Sci.*, Jg. 13, Nr. 10, S. 3207–3252, 2020, doi: 10.1039/D0EE01187H.
- [10] S. Drünert, U. Neuling, T. Zitscher und M. Kaltschmitt, „Power-to-Liquid fuels for aviation – Processes, resources and supply potential under German conditions“, *Applied Energy*, Jg. 277, 2020, Art. no. 115578, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115578.
- [11] P. Kurzweil und O. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Rahmenbedingungen*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [12] E. Rivard, M. Trudeau und K. Zaghbi, „Hydrogen Storage for Mobility: A Review“, *Materials (Basel, Switzerland)*, Jg. 12, Nr. 12, 2019, doi: 10.3390/ma12121973.
- [13] S. Aceves et al., *Compact (L)H₂ Storage with Extended Dormancy in Cryogenic Pressure Vessels*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review10/st003_berry_2010_o_web.pdf [Zugriff am: 29. Juli 2021].
- [14] J. Welstead und J. L. Felder, „Conceptual Design of a Single-Aisle Turboelectric Commercial Transport with Fuselage Boundary Layer Ingestion“ in *54th AIAA Aerospace Sciences Meeting*, doi: 10.2514/6.2016-1027.
- [15] A. Seitz et al., „Proof of Concept Study for Fuselage Boundary Layer Ingestion Propulsion“, *Aerospace*, Jg. 8, Nr. 1, S. 16, 2021, doi: 10.3390/aerospace8010016.

- [16] D. K. Hall, A. C. Huang, A. Uranga, E. M. Greitzer, M. Drela und S. Sato, „Boundary Layer Ingestion Propulsion Benefit for Transport Aircraft“, *Journal of Propulsion and Power*, Jg. 33, Nr. 5, S. 1118–1129, 2017, doi: 10.2514/1.B36321.
- [17] H. Dae Kim, J. L. Felder, M. T. Tong, J. J. Berton und W. J. Haller, „Turboelectric distributed propulsion benefits on the N3-X vehicle“, *Aircraft Eng & Aerospace Tech*, Jg. 86, Nr. 6, S. 558–561, 2014, doi: 10.1108/AEAT-04-2014-0037.
- [18] Y. XIE, A. SAVVARISAL, A. TSOURDOS, D. ZHANG und J. GU, „Review of hybrid electric powered aircraft, its conceptual design and energy management methodologies“, *Chinese Journal of Aeronautics*, Jg. 34, Nr. 4, S. 432–450, 2021, doi: 10.1016/j.cja.2020.07.017.
- [19] Airbus, *E-Fan X*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/electric-flight/e-fan-x.html> [Zugriff am: 30. September 2021].
- [20] Zunum Aero. [Online]. Verfügbar unter: <https://zunum.aero/technology/> [Zugriff am: 30. September 2021].
- [21] B. Aigner, M. Nollmann und E. Stumpf, „Design of a Hybrid Electric Propulsion System within a Preliminary Aircraft Design Software Environment“, 2018. Zugriff am: 2021-08.
- [22] H. Gesell, F. Wolter und M. Plohr, „System Analysis of Turbo Electric and Hybrid Electric Propulsion Systems on a Regional Aircraft“ in *31st Congress of the International Council of the Aeronautics Sciences*, Belo Horizonte, Brazil, 2018.
- [23] C. Pomet *et al.*, „Methodology for Sizing and Performance Assessment of Hybrid Energy Aircraft“, *Journal of Aircraft*, Jg. 52, Nr. 1, S. 341–352, 2015, doi: 10.2514/1.C032716.
- [24] C. Pomet, „Electric Drives for Propulsion System of Transport Aircraft“ in *New Applications of Electric Drives*, M. Chomat, Hg., InTech, 2015, doi: 10.5772/61506.
- [25] A. Lücken, T. Kut, S. Dickmann und D. Schulz, „Fuel Cell System Optimization Using Bypass Converters“, *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, Jg. 50, Nr. 1, S. 170–179, 2014, doi: 10.1109/TAES.2013.120058.
- [26] E. Redondo-Iglesias, P. Venet und S. Pelissier, „Impact of battery ageing on e-mobility energy efficiency“ in *2017 Twelfth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, 2017, S. 1–6, doi: 10.1109/EVER.2017.7935882.
- [27] Customcells, *Anwendungsspezifische Zellprototypenentwicklung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.customcells.de/produkte/zellprototypen/> [Zugriff am: 2. August 2021].
- [28] Airbus, *CityAirbus: Our four-seat eVTOL demonstrator*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/urban-air-mobility/cityairbus.html> [Zugriff am: 13. September 2021].
- [29] Volocopter, *Urban Air Mobility*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.volocopter.com/urban-air-mobility/> [Zugriff am: 30. September 2021].
- [30] magniX, *Propulsion systems for electric aircraft*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.magnix.aero/products> [Zugriff am: 30. September 2021].
- [31] NASA, *X-57 Maxwell*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nasa.gov/specials/X57/> (Zugriff am: 30. September 2021).
- [32] Wright Electric, *Wright1*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.weflywright.com/wright-1> [Zugriff am: 13. September 2021].
- [33] ZeroAvia, *First Practical Zero Emission Aviation Powertrain*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zeroavia.com/> (Zugriff am: 30. September 2021).
- [34] HY2FLY, *HY4*. [Online]. Verfügbar unter: <https://h2fly.de/> [Zugriff am: 30. September 2021].
- [35] V. Madonna, P. Giangrande und M. Galea, „Electrical Power Generation in Aircraft: Review, Challenges, and Opportunities“, *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Jg. 4, Nr. 3, S. 646–659, 2018, doi: 10.1109/TTE.2018.2834142.
- [36] S. A. Koschik, „Permanenterregte Synchronmaschinen mit Einzelzahnsteuerung - Regelkonzepte und Betriebsstrategien für hochintegrierte Antriebssystem“. Dissertation, 2019.
- [37] C. Hoffjann, „Engine for propelling an aircraft and aircraft having at least one engine and at least one hydrogen tank.“ EP 2 878 795 B1.
- [38] T. Zhao, S. Wu und S. Cui, „Multiphase PMSM With Asymmetric Windings for More Electric Aircraft“, *IEEE Trans. Transp. Electrific.*, Jg. 6, Nr. 4, S. 1592–1602, 2020, doi: 10.1109/TTE.2020.2997609.

Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen

Marc Florian Meyer*, Henrik Wienken, Baysa Lkhamsuren und Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*marc.meyer@hsu-hh.de

Kurzfassung – Dieser Artikel beschreibt das Teilvorhaben der Helmut-Schmidt-Universität im Verbundprojekt FIONA – Funktions-Integrierte Optimierte Neuartige Additive Strukturen. Ziel dieses Teilvorhabens ist die Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen. Nach einer kurzen Einführung in die Thematik werden die wesentlichen Ziele und die Struktur des Vorhabens beschrieben.

Stichworte – Funktionsintegration, Testverfahren, Additive Fertigung, Luftfahrtanwendung

NOMENKLATUR

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CFK	Kohlefaserverstärkter Kunststoff
FIONA	Funktions-Integrierte Optimierte Neuartige Additive Strukturen
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
MEA	More-Electric-Aircraft

I. EINLEITUNG

Die Übertragung elektrischer Energie und Signale in Luftfahrzeugen zur Versorgung und Steuerung von elektrischen Verbrauchern und Systemen erfolgt heutzutage mit Hilfe von Kabeln, welche in Form von großen Kabelbäumen durch das Luftfahrzeug verlegt werden. Aufgrund der Vielzahl vorhandener elektrischer Verbraucher und Sensoren in Luftfahrzeugen können diese Kabelbäume ein hohes Gewicht aufweisen. Durch die Trendwende hin zum sogenannten More-Electric-Aircraft (MEA), im Rahmen derer zunehmend Systeme des Flugzeugs, z. B. hydraulische Systeme, durch elektrische ersetzt werden, steigt die Anzahl elektrischer Verbraucher in Luftfahrzeugen weiter an [1, 2]. Dies spiegelt sich auch in der Zunahme der Leistung der elektrischen Generatoren in Flugzeugen wider (siehe ABBILDUNG 1). Dieser Trend führt zwangsweise zu größeren Kabelbäumen und dadurch zu einer Erhöhung des Flugzeuggewichts.

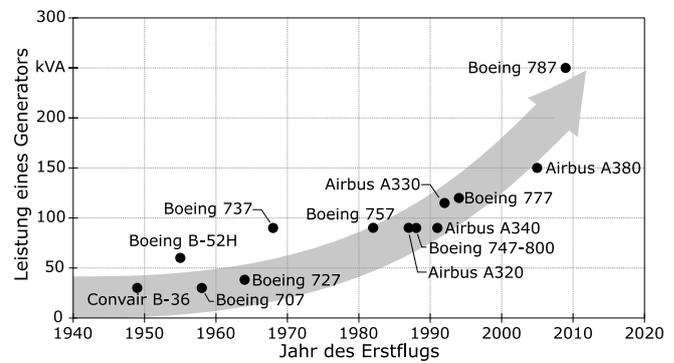


ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER GENERATORLEISTUNG EINIGER BEKANNTER FLUGZEUGE NACH [3].

Eine Integration von elektrischen Funktionen in Flugzeugbauteile, wie beispielsweise die Kabinenverkleidung oder stützenden Elemente, könnte eine Möglichkeit bieten, das Gewicht von Luftfahrzeugen zu verringern, da mehrere Funktionen in einem Bauteil kombiniert werden. Eine Reduzierung des Gewichts von Luftfahrzeugen hat wiederum eine Reduzierung des Treibstoffverbrauchs zur Folge und kann dadurch einen positiven Einfluss auf die Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit des Fliegens nehmen. Dies ist ein wesentliches Ziel des Luftfahrtforschungsprogramms VI, im Rahmen dessen das Projekt FIONA: „Funktions-Integrierte Optimierte Neuartige Additive Strukturen“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird. Eines der Ziele des Verbundprojekts FIONA ist die Integration von Funktionen, in additiv hergestellte Bauteile für Flugzeuganwendungen. Während andere Projektpartner die Prozess- und Materialentwicklung optimieren und die Funktionsintegration in 3D-Druckverfahren erproben, beteiligt sich die Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) in Hamburg als einer von mehreren Partnern in diesem Projekt am Verbundprojekt FIONA mit dem Teilvorhaben: „Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen“ (FKZ: 20W1913C). Bereits heute müssen die elektrischen Flugzeugkomponenten, beispielsweise Kabel, hohen Anforderungen genügen, um eine hohe Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Dies wird unter anderem

durch etablierte Testverfahren überprüft. Im Rahmen des Teilvorhabens der HSU werden die bestehenden Testverfahren auf Anwendbarkeit auf funktionsintegrierte additiv hergestellte Flugzeugbauteile untersucht und, sofern notwendig, angepasst oder neu entwickelt.

II. BEISPIELE DER FUNKTIONSINTEGRATION

Flugzeugbauteile, die in erster Linie andere Funktionen erfüllen, werden bereits seit langer Zeit in das elektrische System eines Flugzeugs integriert. Beispielsweise dient die Flugzeugaußenhülle aus Aluminium als Rückleiter für Gleichstrom- oder einphasige Wechselstromverbraucher [4]. Für diese dient die Außenhülle als Massebezugspunkt. Dreiphasige Wechselstromverbraucher werden in der Regel in Dreieckschaltung angeschlossen und benötigen keinen Rückleiteranschluss. Dies ist schematisch in ABBILDUNG 2 dargestellt. Hierdurch kann ein Großteil der Rückleiterkabel eingespart werden, wodurch wiederum das Gewicht reduziert wird. Dieses Prinzip wird auch in vielen anderen Bordnetzen verwendet, sofern die Außenhülle aus leitfähigem Material besteht.

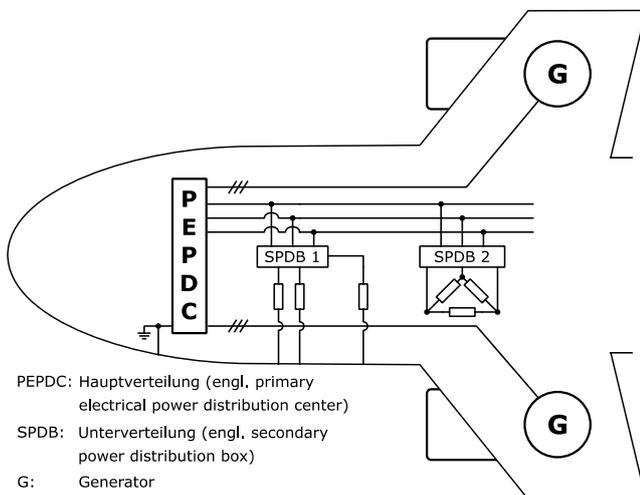


ABBILDUNG 2: ANSCHLUSS VON EIN- UND DREIPHASIGEN WECHSELSTROMVERBRAUCHERN AN DAS ELEKTRISCHE NETZ VON LUFTFAHRZEUGEN NACH [5].

Die elektrische Leitfähigkeit ist eine natürliche Eigenschaft der Aluminiumaußenhülle, weshalb man hierbei nicht von einer Integration einer Funktion in die Außenhülle sprechen kann. Bei modernen Flugzeugkonzepten besteht die Hülle allerdings nicht mehr vollständig aus Aluminium, sondern auch aus kohlefaserverstärktem Kunststoff (CFK). Aufgrund des Gewichtsvorteils von CFK gegenüber Aluminium wird dieser Werkstoff mehr und mehr eingesetzt. Nach [6] ist CFK im Flugzeugrumpf bereits fest etabliert und ersetzt bei neueren Flugzeugmodellen einen größer werdenden Anteil herkömmlicher Aluminiumbauteile, da CFK nicht nur Gewicht spart, sondern auch weitere Vorteile hinsichtlich Ermüdung, Wärmeausdehnung und Korrosionsbeständigkeit aufweist. Ein Nachteil von CFK, insbesondere beim Einsatz im Flugzeugrumpf, stellt die geringere Leitfähigkeit gegenüber Aluminium dar. Hierdurch kann der Rumpf alleine nicht mehr als Rückleiter genutzt werden [4]. Zudem kann der Erdungswiderstand derart ansteigen, dass zusätzliche Herausforderungen bei der Realisierung von Schutzfunktionen und der Fehlererkennung entstehen. Der Einfluss von CFK auf Schutzfunktionen wird beispielsweise in [7] untersucht. Aufgrund der schlechteren elektrischen

Leitfähigkeit von CFK gegenüber Aluminium wird ein spezielles Rückleiternetzwerk benötigt. Beispiele hierfür sind das in [8] beschriebene Netzwerk aus leitenden Kabeln, die in den Verbundwerkstoff eingebracht werden und die weniger schweren in den Verbundwerkstoff integrierten leitfähigen Netze, welche in [9] beschrieben sind. Hierbei kann man tatsächlich von einer Integration von elektrischen Funktionen in die Flugzeugaußenhülle sprechen. Dieses Beispiel zeigt, dass bereits heute elektrische Funktionen in Flugzeugbauteile integriert werden, die in erster Linie einem anderen Zweck dienen. Im Verbundprojekt FIONA geht es unter anderem ebenfalls um eine derartige Funktionsintegration, wobei hier das Hauptaugenmerk auf dem Nachweis der Umsetzbarkeit einer Integration von Funktionen unter der Nutzung von 3D-Druckverfahren für thermoplastische Werkstoffe liegt. Untersucht werden daher, additiv hergestellte Flugzeugbauteile. Im Rahmen des Projekts ist es angedacht, Möglichkeiten zu identifizieren additiv hergestellte Flugzeugbauteile mit einer elektrisch leitenden Funktion zu versehen, sodass diese in das Rückleiternetzwerk eines Flugzeugs integriert werden können. Neben einer Übertragung von elektrischer Energie sind weitere Anwendungen denkbar. So könnten die neuen Bauteile beispielsweise auch zur Abschirmung elektromagnetischer Strahlung oder zum Schutz vor elektrostatischer Aufladung genutzt werden.

III. WESENTLICHE ZIELE DES TEILVORHABENS

Hauptziel des Teilvorhabens der HSU im Verbundprojekt FIONA ist die Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen. Bei der Überprüfung von elektrischen Funktionen kann voraussichtlich zum Teil auf existierende Prüfverfahren zurückgegriffen werden, die heute beispielsweise für Kabel gelten, wobei diese für additiv hergestellte Bauteile mit integrierten elektrischen Funktionen angepasst werden müssen. In Frage kommt hier beispielsweise die Norm DIN EN 3475 „Luft- und Raumfahrt - Elektrische Leitungen für Luftfahrt, Verwendung; Prüfverfahren“. Diese enthält beispielsweise im Teil 302 eine Prüfung der Spannungsfestigkeit [10]. Ebenfalls interessant ist der IPC-Standard IPC-TM-650, welcher Anleitungen zu verschiedenen Testmethoden für Leiterplatten enthält [11]. Diese Testmethoden sind deshalb von Interesse, weil Leiterplatten von der Form her vermutlich dem additiv hergestellten Flugzeugbauteil ähnlicher sind als Kabel. Der nicht adaptierbare Teil der Testverfahren muss im Rahmen des Vorhabens neu entwickelt werden. Testverfahren für elektrische Komponenten, die in Luftfahrzeugen zur Anwendung kommen, sind ein wichtiger Teil zur Gewährleistung einer hohen Zuverlässigkeit dieser Komponenten. Gerade in der Luftfahrt spielt die Zuverlässigkeit der eingesetzten Komponenten und Systeme, insbesondere solcher die für das Fliegen an sich essenziell sind, eine wichtige Rolle. Da die heute zur Energie- und Signalübertragung in Luftfahrzeugen eingesetzten Kabelsysteme schon seit langer Zeit im Einsatz sind und stetig weiterentwickelt wurden, liegen heute sehr zuverlässige und robuste Kabelsysteme vor, welche nur schwer durch neuartige Systeme mit ähnlicher Zuverlässigkeit und Robustheit ersetzt werden können. Die im Rahmen des Teilvorhabens entwickelten Testverfahren sollen dazu dienen, die korrekte Funktionsfähigkeit der integrierten Funktionen zu testen. Zudem ist auch eine Abschätzung der Robustheit und Zuverlässigkeit der Komponenten eingeplant. Des Weiteren

wird durch die Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Testverfahren für additiv hergestellte Flugzeugbauteile mit integrierten Funktionen angestrebt, wesentliche Parameter zu identifizieren, die eine Weiterentwicklung der verwendeten Materialien, insbesondere thermoplastischer Materialien, erlauben, um diese Technologie zukünftig in Luftfahrzeugen einsetzen zu können.

IV. STRUKTUR UND INHALT DES VORHABENS

Die HSU unterstützt im Rahmen ihres Teilvorhabens zunächst bei der Definition von Anforderungen an zukünftige additiv hergestellte Flugzeugbauteile mit integrierten Funktionen, insbesondere elektrische Funktionen, sowie bei der Spezifikation der im Rahmen des Vorhabens zu integrierenden Funktionen. Werden elektrische Funktionen in Flugzeugbauteile integriert, die bisher nur dazu dienen, mechanische Lasten zu tragen oder den Rumpf des Flugzeugs zu verkleiden, so können sich gleichzeitig Chancen für eine leichtere Anbindbarkeit von elektrischen Verbrauchern ergeben, indem die Anstecksysteme selbst ebenfalls integriert werden. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, im Rahmen des Verbundprojekts ein Anbindungskonzept zu entwickeln und anwendbare Funktionstests abzuleiten.

Im Rahmen der Prozess- und Materialentwicklung, welche hauptsächlich durch Projektpartner durchgeführt wird, unterstützt die HSU bei der Aufstellung einer Technologiematrix, die in Anlehnung an eine morphologische Analyse durchgeführt wird. In ihr sind bestehende und noch zu entwickelnde Technologien und Testverfahren aufgeführt. Aus der Technologiematrix ergeben sich die im Projekt zu verfolgenden Technologiepfade zur Erprobung der Integration von Funktionen in additiv hergestellten Bauteilen für Luftfahrtanwendungen.

Die Technologiematrix wird im Zuge des Projekts fortwährend aktualisiert. Bis zum Projektende sollen hierdurch Eingangswerte für die perspektivische Evaluierung der Prozess- und Funktionsintegration ermittelt werden. Zur Unterstützung der Prozess- und Materialentwicklung, sowie als Teil der Entwicklung der Testverfahren sind iterativ durchzuführende produktionsbegleitende Tests an Materialproben vorgesehen, welche die Prozess- und Materialentwicklung begleiten und die gewonnenen Erkenntnisse iterativ an diese zurückführen. Hierbei sollen Materialien und Proben bereits frühzeitig mit ersten Tests so umfassend wie möglich charakterisiert werden und die Erkenntnisse zur weiteren Verbesserung der Prozess- und Materialentwicklung eingesetzt werden. Aufgabe der HSU ist es, die Art und Form der Prüfkörper im Vorhinein zu definieren, sodass die Tests möglichst allgemeingültige Ergebnisse liefern.

Ein Ziel des Forschungsprojekts FIONA ist die Herstellung und Überprüfung eines Systemdemonstrators. Der Systemdemonstrator wird in zwei Evolutionsstufen entwickelt und setzt die wesentlichen aus der Technologiematrix zur Erprobung ausgewählten Technologien um. Mit Hilfe der durch die HSU adaptierten und entwickelten Testverfahren wird der Systemdemonstrator in seiner Funktionsweise überprüft.

Im Rahmen des Hauptarbeitspakets des Teilvorhabens der HSU (siehe ABBILDUNG 3) geht es um die Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten Funktionen.

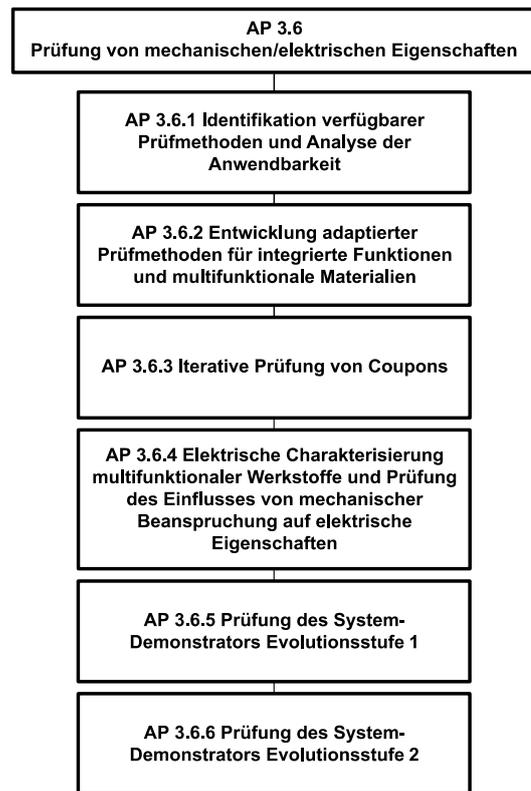


ABBILDUNG 3: STRUKTUR DES HAUPTARBEITSPAKETES DER HSU.

Hierbei werden zunächst im Rahmen einer Literaturrecherche die bereits vorhandenen Testverfahren und die dazugehörigen Normen und Standards zusammengetragen und auf Anwendbarkeit für additiv hergestellte Bauteile geprüft. Als Ergebnis dieses Unterarbeitspakets liegt eine Zusammenstellung der verfügbaren Prüfmethoden, sowie die Analyse von deren Anwendbarkeit auf additiv hergestellte Bauteile vor. Mit Hilfe der hieraus gewonnenen Erkenntnisse kann anschließend die über den Großteil der Projektlaufzeit stattfindende Entwicklung von adaptiven Prüfverfahren erfolgen. Erste Prüfungen werden im Rahmen dieses Arbeitspaket bereits an Testkörpern durchgeführt, die im Rahmen der Prozess- und Materialentwicklung hergestellt werden. Die hieran durchgeführten Prüfungen liefern wichtige Erkenntnisse, die wiederum an die Prozess- und Materialentwicklung zurückgeführt werden. Ebenso werden hierbei wichtige Erfahrungen in der praktischen Umsetzung der theoretisch entwickelten Prüfverfahren gesammelt. Ein Teil der Prüfverfahren dient nicht nur der Überprüfung der korrekten Funktionsweise, sondern wird auch für die Charakterisierung der im Projekt verwendeten und entwickelten multifunktionalen Werkstoffe genutzt. Hauptziel dieser Charakterisierung ist die Gewinnung von Erkenntnissen über die technische Einsetzbarkeit der Materialien für die Funktionsintegration in der additiven Fertigung. Ein Beispiel für ein Prüfverfahren, welches gleichzeitig zur Materialcharakterisierung eingesetzt werden kann, ist die Prüfung der elektrischen Durchschlagfestigkeit von isolierenden Werkstoffen, z. B. nach [12–14]. Insgesamt betrachtet werden die Werkstoffe zum einen elektrisch charakterisiert, zum anderen soll auch der Einfluss von mechanischen Beanspruchungen auf die elektrischen Eigenschaften untersucht werden. Die Materialcharakterisierung ist ebenfalls produktionsbegleitend geplant, wobei auch die hieraus gewonnenen Erkenntnisse iterativ an die Prozess- und Materialentwicklung zurückgeführt werden.

Einige weitere Beispiele von wichtigen Prüfverfahren, die ebenfalls für die elektrische Charakterisierung von Materialien eine große Bedeutung haben, sind die Bestimmung des Durchgangs- bzw. Volumenwiderstands und des Oberflächenwiderstands. Beide werden meist als spezifische Größen angegeben, da sie so von der Form unabhängig sind und das Material charakterisieren. Für feste Werkstoffe existieren verschiedene Normen zur Bestimmung dieser Größen. In [15] wird zunächst zwischen leitfähigen und elektrisch isolierenden Werkstoffen unterschieden. Leitfähig werden nach [15] solche Werkstoffe bezeichnet, bei denen der gemessene Widerstand kleiner als $10\text{ k}\Omega$ ist. Des Weiteren wird in [15] zwischen Metallen und Nichtmetallen und bei letzten zwischen Kunststoffen und Elastomeren unterschieden. Da in diesem Projekt das Hauptaugenmerk auf 3D-Druckverfahren für thermoplastische Werkstoffe liegt, kommen voraussichtlich die dort genannten Normen und Standards für Kunststoffe in Betracht. Diese sind in [16–18] definiert. Des Weiteren sollen auch internationale Normen und Standards berücksichtigt werden, wie z. B. [19]. Diese und weitere Normen werden für die Prüfung und Charakterisierung von Materialien herangezogen. Beispielhaft ist der grundlegende Aufbau zur Bestimmung des Durchgangswiderstandes von isolierenden Werkstoffen in ABBILDUNG 4 dargestellt. Er besteht aus einer Gleichspannungsquelle, welche eine Spannung an je eine oberhalb und unterhalb des Prüfkörpers angebrachten Elektrode anlegt. Aus der Messung der resultierenden Stromstärke kann der Durchgangswiderstand bestimmt werden, wobei noch Korrekturfaktoren hinzugezogen werden müssen. Eine Schutzringelektrode sorgt dafür, dass einkoppelnde Störgrößen die Messung nicht zu stark beeinflussen. Dieser Aufbau findet sich in vielen Normen und Standards wieder, wie zum Beispiel in [16]. Laut [20] ist dieser Aufbau auch in den internationalen Standards [19] und [21] zu finden.

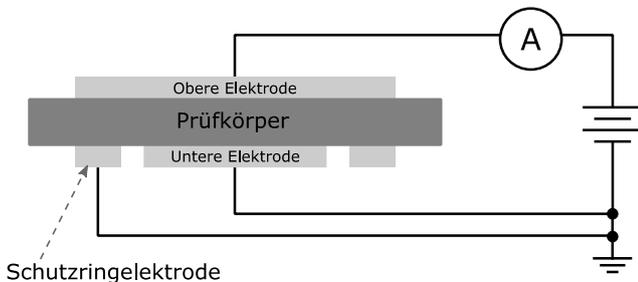


ABBILDUNG 4: GRUNDLEGENDER AUFBAU ZUR BESTIMMUNG DES DURCHGANGSWIDERSTANDES NACH [16] UND [20].

Die letzten beiden Unterarbeitspakete in ABBILDUNG 3 dienen der Überprüfung der ersten und zweiten Evolutionsstufe des im Rahmen des Projekts gefertigten Systemdemonstrators. Dies stellt die finale Umsetzung der optimierten Prüfverfahren dar.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Durch die Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Testverfahren für additiv hergestellte Flugzeugbauteile mit integrierten elektrischen Funktionen leistet das Teilvorhaben der HSU im Verbundprojekt FIONA einen Beitrag zur Untersuchung der Eignung von Materialien für diese Technologie und identifiziert Parameter zu ihrer Weiterentwicklung. Zurzeit werden bereits erste Probekörper an der HSU vermessen und charakterisiert. Ziel ist es, die

hierbei erzielten Ergebnisse zu veröffentlichen und für weiterführende Untersuchungen zu nutzen.

VI. DANKSAGUNG

Das in diesem Beitrag vorgestellte Vorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Verbundprojekts FIONA (FKZ: 20W1913C) gefördert.

LITERATUR

- [1] B. Sarlioglu und C. T. Morris, „More Electric Aircraft: Review, Challenges, and Opportunities for Commercial Transport Aircraft“, *IEEE Trans. Transp. Electrific.*, Jg. 1, Nr. 1, S. 54–64, 2015, doi: 10.1109/TTE.2015.2426499.
- [2] I. Moir, *Aircraft Systems: Mechanical, Electrical and Avionics Subsystems Integration*, 3. Aufl. New York: John Wiley & Sons Incorporated, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=470351>
- [3] V. Madonna, P. Giangrande und M. Galea, „Electrical Power Generation in Aircraft: Review, Challenges, and Opportunities“, *IEEE Trans. Transp. Electrific.*, Jg. 4, Nr. 3, S. 646–659, 2018, doi: 10.1109/TTE.2018.2834142.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz398194513cov.htm>
- [5] M. Terorde, H. Wattar und D. Schulz, „Phase balancing for aircraft electrical distribution systems“, *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, Jg. 51, Nr. 3, S. 1781–1792, 2015, doi: 10.1109/TAES.2015.140031.
- [6] J. Konrad, *Faserverbundwerkstoffe in der Luft- und Raumfahrt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://composites-union.com/branche/luftfahrt/> [Zugriff am: 29. Oktober 2021].
- [7] C. E. Jones *et al.*, „Electrical and Thermal Effects of Fault Currents in Aircraft Electrical Power Systems With Composite Aerostructures“, *IEEE Trans. Transp. Electrific.*, Jg. 4, Nr. 3, S. 660–670, 2018, doi: 10.1109/TTE.2018.2833838.
- [8] S. M. Braden, M. J. Doherty und S. M. Scott, “Current return network,” US-Patent: US8031458B2.
- [9] Q. Le, R. B. Greeger, B. A. Whiting, C. E. Anway und K. M. Larson, “Integrated Current Return Network in Composite,” US-Patentanmeldung: 20180050817.
- [10] *DIN EN 3475-302:2007-08, Luft- und Raumfahrt - Elektrische Leitungen für Luftfahrtverwendung - Prüfverfahren - Teil 302: Spannungsfestigkeit; Deutsche und Englische Fassung EN 3475-302:2006*, Berlin.
- [11] *IPC-TM-650:2015-06-06: Test Methods Manual*, IPC, Jun. 2015.
- [12] *Elektrische Durchschlagfestigkeit von isolierenden Werkstoffen – Prüfverfahren: Teil 1: Prüfungen bei technischen Frequenzen*, DIN EN 60243-1 (VDE 0303-21):2014-01, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE).
- [13] *Elektrische Durchschlagfestigkeit von isolierenden Werkstoffen – Prüfverfahren: Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Prüfungen mit Gleichspannung*, DIN EN 60243-2 (VDE 0303-22): 2014-08, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE).
- [14] *Elektrische Durchschlagfestigkeit von isolierenden Werkstoffen – Prüfverfahren: Teil 3: Zusätzliche Festlegungen für 1,2/50 μ s Stoßspannungsprüfungen*, DIN EN 60243-3 (VDE 0303-23): 2014-09, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE).
- [15] *Elektrostatik: Teil 2-3: Prüfverfahren zur Bestimmung des Widerstandes und des spezifischen Widerstandes von festen Werkstoffen, die zur Vermeidung elektrostatischer Aufladung verwendet werden*, DIN EN 61340-2-3 (VDE 0300-2-3): 2017-05, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE).
- [16] *Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Isolierstoffe: Teil 3-1: Bestimmung resistiver Eigenschaften (Gleichspannungsverfahren) – Durchgangswiderstand und spezifischer Durchgangswiderstand – Basisverfahren*, DIN EN 62631-3-1 (VDE 0307-3-1): 2017-01, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE).

- [17] *Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Isolierstoffe: Teil 3-2: Bestimmung resistiver Eigenschaften (Gleichspannungsverfahren) – Oberflächenwiderstand und spezifischer Oberflächenwiderstand*, DIN EN 62631-3-2 (VDE 0307-3-2): 2016-10, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE).
- [18] *Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Isolierstoffe: Teil 3-3: Bestimmung resistiver Eigenschaften (Gleichspannungsverfahren) – Isolationswiderstand*, DIN EN 62631-3-3 (VDE 0307-3-3): 2016-10, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE).
- [19] *Standard Test Methods for DC Resistance or Conductance of Insulating Materials*, ASTM D257 - 14(2021)e1, ASTM International.
- [20] H.-G. Lee und J.-G. Kim, „Volume and Surface Resistivity Measurement of Insulating Materials Using Guard-Ring Terminal Electrodes“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 11, S. 2811, 2020, doi: 10.3390/en13112811.
- [21] *Methods of Test for Volume Resistivity and Surface Resistivity of Solid Electrical Insulating Materials Second Edition: 2n Edition*, IEC 60093, 1980.

Projekt „ELBE“ – Erprobung und Analyse des netzdienlichen Ladens

Sahar Darvish*, Amra Jahic, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland*

*sahar.darvish@hsu-hh.de

Annika Magdowski*, Marc Wilmes

Stromnetz Hamburg GmbH

Hamburg, Deutschland

*annika.magdowski@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Der Hochlauf der Elektromobilität und die Elektrifizierung weiterer Sektoren führt zu steigenden Leistungs- und Energiebedarfen und einem veränderten Lastaufkommen insbesondere in den Verteilnetzen. Zukünftig können sich dadurch besonders stark ausgelastete Stromnetzabschnitte ergeben. Die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung der Kundenanlagen durch den Netzbetreiber kann auch zukünftig einen schnellen Netzanschluss von z. B. weiteren Ladepunkte sowohl im privaten als auch halb-/öffentlichen Sektor ermöglichen. Im Projekt „ELBE“ wurde dafür eine Schnittstelle zur Steuerung von Ladeinfrastruktur entwickelt, die mit der in „ELBE“ errichteten Ladeinfrastruktur erprobt wird. Dieses Dokument soll zum einen eine kurze Beschreibung des Projektes „ELBE“, der Schnittstelle und der aktuellen Umsetzung und Erprobung liefern. Zum anderen wurde in diesem Beitrag die Steuerung der Ladeinfrastruktur anhand eines Referenznetzes modelliert und simuliert. Mit dem Fokus auf das netzdienliche Laden wurde entsprechend der Anwendung eines Steuerungsalgorithmus, der die Überlastung der Komponenten im Netz reduzieren soll, für unterschiedliche Penetrationszenarien simulativ demonstriert.

Stichworte – *ELBE, netzdienliches Laden, Lastmanagement, OpenADR*

NOMENKLATUR

CPO	Ladepunktbetreiber (engl. Charge Point Operator)
ELBE	Electrify Buildings for EVs
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Elektrofahrzeug (engl. Electric Vehicle)
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
OpenADR	Open Automated Demand Response
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SNH	Stromnetz Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber
VEN	Virtueller Endknoten (engl. Virtual End Node)
VTN	Virtueller Hauptknoten (engl. Virtual Top Node)

I. EINLEITUNG

Als ein Treiber zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele und als Maßnahme zur lokalen Emissionsminderung kommt der Elektrifizierung des urbanen Verkehrs eine hohe Bedeutung zu. Für die Entwicklung eines elektrifizierten Personenverkehrs in der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) sind die Stärkung des emissionsfreien öffentlichen Personennahverkehrs, die Einführung und Ausweitung neuer Mobilitätsangebote (z. B. E-Car-Sharing, E-Ride-Sharing, Bike-Sharing) sowie die breit angelegte Errichtung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur dabei besonders bedeutende Maßnahmen [1]. Derzeit sind rund 1.300 öffentliche Ladepunkte in der FHH errichtet [2]. Durch die Schaffung einer hohen Anzahl an Lademöglichkeiten außerhalb des öffentlichen Raumes soll die Elektrifizierung des Straßenverkehrs zusätzlich ergänzt werden. Vor diesem Hintergrund wurde von der FHH das Förderprojekt „ELBE – Electrify Buildings for EVs“ initiiert. Neben der Förderung des Ausbaus an Ladeinfrastruktur auf privaten Grund kommt hierbei der Entwicklung und Erprobung eines Konzepts zum netzdienlichen Laden eine besondere Bedeutung zu. Netzdienlichkeit wird nach [3] folgend definiert: „Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen Netzlasten (u. a. durch Reduktion von Netzengpässen, Netzausbaubedarf oder optimierte Netzbetriebsführung) zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden.“. Demnach wird in „ELBE“ durch eine mögliche Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) eine gesamtheitlich optimale Umsetzung des Zubaus entwickelt.

Im folgenden Dokument soll am Beispiel des Projektes „ELBE“ das Konzept des netzdienlichen Ladens von Ladeinfrastruktur dargestellt und deren Auswirkungen bzw. Potenziale für die Umsetzung eines schnellen Hochlaufs der Elektromobilität analysiert werden. In Kapitel II werden die Herausforderungen an das Stromnetz, die mit einem Zuwachs der Elektromobilität einhergehen, vorgestellt. Das Projekt ELBE und das Konzept des netzdienlichen Ladens werden in Kapitel III vorgestellt. Anschließend werden in Kapitel IV anhand der installierten Leistung an Ladeinfrastruktur der aktuelle Stand des Projekts aufgeführt. In Kapitel V wird das Konzept des netzdienlichen Ladens in die Berechnungen zur Auslastung eines Niederspannungsnetzes integriert und unterschiedliche Szenarien zur Durchdringung von

Elektromobilität werden simuliert. Abschließend erfolgt in Kapitel VI eine Zusammenfassung.

II. HERAUSFORDERUNGEN DER ELEKTROMOBILITÄT FÜR DAS STROMNETZ

Der steigende Anteil an Elektrofahrzeugen sowie die Elektrifizierung weiterer Sektoren verursachen Veränderungen in den Anforderungen an unsere Stromverteilnetze.

A. Herausforderungen im Verteilnetz

Die Elektrifizierungsmaßnahmen im Verkehrssektor führen u. a. zu erhöhten Leistungs- und Energiebedarfen. Darüber hinaus ändert das Ladeverhalten der Elektromobilität die Lastprofile, sodass diese nicht mehr dem Muster der Verbrauchsprofile der vergangenen Jahre entsprechen.

Der angestrebte beschleunigte Ausbau der Ladeinfrastruktur für die Elektrifizierung des Individualverkehrs wird sich insbesondere auf der Niederspannungsebene der Stromverteilnetze auswirken. Diese Spannungsebene wurde bisher durch die VNB sehr wenig in ihrer täglichen Auslastung beobachtet, sodass die Auswirkungen von zusätzlichen Anschlussanfragen auf die weitere Auslastung des Netzstrangs oft nur mit einer gewissen Unsicherheit bestimmt werden können.

Zusammenfassend stellen diese erhöhten und veränderten Leistungs- und Energiebedarfe durch den Hochlauf der Elektromobilität bei Gewährleistung einer gleichbleibend hohen Versorgungssicherheit im Netzbetrieb die VNB vor neue Herausforderungen. Als zuständiger VNB für die FHH steht auch die Stromnetz Hamburg (SNH) GmbH vor diesen Herausforderungen [4, 5].

Neben der Verstärkung und dem Ausbau der Verteilnetzes kann eine Überwachung der Netzauslastung und intelligente netzdienliche Steuerung volatiler Lasten im Niederspannungsnetz bereits zu einer Entlastung des Netzes auf der Niederspannungsebene führen; und stellt damit eine Alternative zu eventuell notwendigen Netzausbau- und Erweiterungsmaßnahmen dar. Diese Netzausbau- und Erweiterungsmaßnahmen sind zudem mit einem erheblichen zeitlichen und finanziellen Aufwand verbunden, so dass sie möglichst vermieden werden sollten.

B. Rechtsrahmen für eine netzdienliche Steuerung

Der § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermöglicht es Kunden die Steuerung ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtungen gegen Erhalt eines reduzierten Netzentgeltes mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren, d. h. gemäß dem aktuellen § 14a EnWG ist eine Steuerbarkeit nur im Einvernehmen mit dem Letztverbraucher möglich. Ein aktives Steuern durch den VNB ist demnach nur zulässig, wenn die Anlagen entweder als § 14a-Anlagen (EnWG) angemeldet sind oder VNB und Kunde eine andere Individualvereinbarung zur Steuerung getroffen haben [6].

Auch dürfen VNB keine Anmeldung als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG verpflichtend vom Kunden fordern. Der derzeitige § 14a EnWG wird aus mehreren Gründen (u.a. Notwendigkeit eines zweiten Zählers und geringe Zahl an Lieferanten, die das reduzierte Netzentgelt an den Endverbraucher weitergeben) von den Kunden für Ladestationen für Elektrofahrzeuge eher selten genutzt. Trotzdem besteht für den VNB die Möglichkeit, sofern dieser bei der Prüfung der Netzanschlussanfrage bei Ladeinfrastruktur > 12 kVA feststellt, dass die Kapazität im

vorgelagerten Netz nicht ausreicht, eine Steuerbarkeit mit dem Kunden auf freiwilliger Basis zu vereinbaren, um den Netzanschluss zügig zu ermöglichen (§ 19 Abs. 2 Niederspannungsanschlussverordnung) [7].

Zusammenfassend bietet der aktuell gültige Rechtsrahmen nur wenig Spielraum um die im Rahmen von „ELBE“ entwickelte und erprobte netzdienliche Steuerung auch nach Projektende ohne freiwillige Zustimmung des Kunden weiter umzusetzen, sodass eine Anpassung des Rechtsrahmens aus Sicht der Verteilnetzbetreiber schnellstmöglich erfolgen sollte, um den Hochlauf der Elektromobilität und die Elektrifizierung weiterer Sektoren unter Berücksichtigung der Netzstabilität nicht zu gefährden.

III. NETZDIENLICHES LADEN IM PROJEKT ELBE

Das Förderprojekt „ELBE“ hat das Ziel die Errichtung und den Betrieb von bis zu 4.500 Ladepunkten auf privatem Grund in der Stadt Hamburg zu fördern, z. B. in Wohn- und Geschäftshäusern, auf Firmengeländen, in Parkhäusern und/oder auf Gewerbeflächen [8]. Langfristiges Ziel der FHH ist damit die Emissionsminderung durch eine Elektrifizierung des Verkehrssektors außerhalb des öffentlichen Raumes zu fördern.

Ein weiterer Schwerpunkt des Projektes liegt auf der Entwicklung und Erprobung einer Kommunikation zwischen dem VNB Stromnetz Hamburg und der in „ELBE“ errichteten privaten und halböffentlichen Ladeinfrastruktur, um eine netzdienliche Steuerung der Leistungsentnahme an den Ladeeinrichtungen zu ermöglichen. Die Steuerung soll dabei stets unter Berücksichtigung der Mobilitätsbedürfnisse der Kunden erfolgen und diese möglichst nicht limitieren.

Das Projekt hat eine Laufzeit von Oktober 2018 bis voraussichtlich September 2022 und wird mit 21 Mio. € vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. Neben der Stromnetz Hamburg GmbH sind verschiedene Ladepunktbetreiber (Charge-Point Germany GmbH, TOTAL Deutschland GmbH, HAMBURG ENERGIE GmbH, ubitricity - Gesellschaft für verteilte Energiesysteme GmbH), die Helmut-Schmidt-Universität zur Unterstützung der wissenschaftlichen Forschung und die hySOLUTIONS GmbH zur Projektkoordination im Auftrag der Hamburger Behörde für Wirtschaft und Innovation am Projekt beteiligt [8].

Die Umsetzung des im Projekt erprobten Konzepts zum netzdienlichen Laden ist im Folgenden kurz geschildert (siehe auch ABBILDUNG 1).

A. Netzzustandsüberwachung

Um eine intelligente Steuerung von flexiblen Verbrauchern, wie Ladepunkten, im Stromverteilnetz zu gewährleisten, ist zu allererst die Schaffung von Transparenz insbesondere im Niederspannungsnetz notwendig. Zu diesem Zweck implementiert Stromnetz Hamburg ein System zum Monitoring des Netzzustandes im Niederspannungsbereich. In diesem sind als Basis die kommunale Netzstruktur inklusive Betriebsmittelinformationen hinterlegt. Für die Netzzustandsüberwachung werden zudem aktuelle Messwerte aus verschiedenen Netzstationen ins System zur Netzzustandsüberwachung übertragen, um auf der Basis die Auslastung des Netzes besser zu verstehen und mögliche lokale Überlastungen im Verteilnetz zu erkennen.

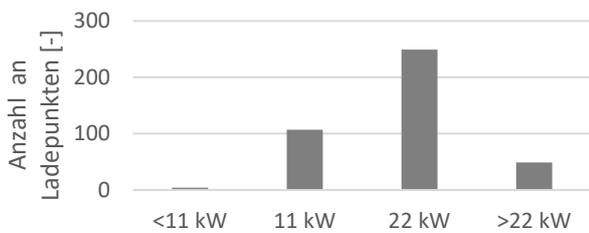


ABBILDUNG 2: ANZAHL DER IN ELBE INSTALLIERTEN LADEPUNKTE ENTSPRECHEND IHRER LEISTUNG.

Die OpenADR-Schnittstelle zur Übertragung der Steuersignale ist bereits von 12 CPOs bzw. CPO-Dienstleistern umgesetzt; sieben davon sind europaweit tätig, sodass rein theoretisch über 200.000 Ladepunkte über CPO Backends durch OpenADR steuerbar wären. Im Projekt getestet ist die Steuerung zudem mit 17 verschiedenen Typen von Ladestationen von 6 verschiedenen Herstellern.

Die Ladepunkte verteilen sich weiträumig auf 28 (von 55) unterschiedliche Umspannwerksgebiete der Stromnetz Hamburg, sodass bisher keiner der installierten Ladepunkte durch die entsprechenden Leistungsbedarfe Engpässe im Hamburger Verteilnetz verursacht. Nichtsdestotrotz werden regelmäßige Tests zur Überprüfung der Kommunikation und Ermittlung der Latenzzeiten zur Übertragung des Steuersignals durchgeführt.

V. MODELLIERUNG DES NETZDIENLICHES LADENS

In diesem Abschnitt werden die Modellierung und Simulation des netzdienlichen Ladens vorgestellt. Anhand der Simulationen wird die optimale Reduzierung der Ladeleistung ermittelt, die bei unterschiedlicher Penetration durch Elektromobilität notwendig ist. Das Ziel ist, die Überlastung des Netzes durch Lastspitzen zu vermeiden.

A. Methodologie

1) Elektrisches Netz

Das vorhandene Modell „Niederspannungsverteilstromnetz“ aus DIGSILENT wird als Referenznetz gewählt. Es repräsentiert das Niederspannungsnetz eines städtischen Gebiets und besteht aus 2779 Klemmleisten, 888 Niederspannungslasten, 47 Transformatoren und 21 Photovoltaik (PV)-Anlagen.

Entsprechend der Nähe zu den Transformatoren wird das Netz in 47 Zonen aufgeteilt. In ABBILDUNG 3 sind die Zonen innerhalb des 400 V Niederspannungsnetzes aufgeführt. Die Aufteilung des Netzes zu verschiedenen Zonen ist sehr wesentlich für die Bewertung und Analyse des Konzepts für Engpassmanagement. Bei Überlastung des Transformators einer Zone werden die zugehörigen Ladepunkte identifiziert und in ihrer Ladeleistung reduziert. Durch die Reduktion auf Zonenebene werden die restlichen Ladepunkte nicht beeinträchtigt.

2) Modellierung der Haushaltlasten

Das modellierte Netz besteht aus Lasten, die den Verbrauch von Haushalten in Hamburg darstellen. Die Last ist vom Haushaltstyp und der Bewohnerzahl abhängig. Die Haushaltstypen werden als Ein-, Zwei- oder Mehrfamilienhäuser modelliert. Um eine angemessene Verteilung der Haushalte zu gewährleisten, wurden zwei Referenzen verwendet [16] [17]. Den 888 Lasten im

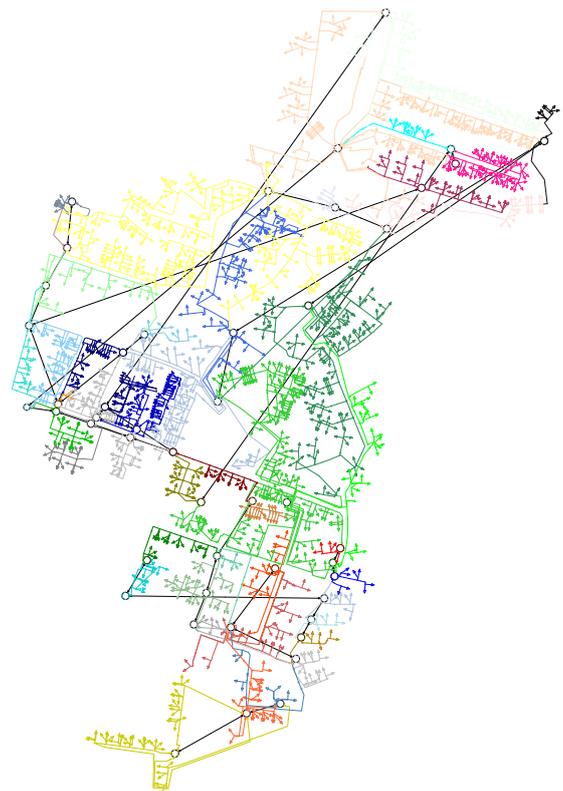


ABBILDUNG 3: 400 V NIEDERSpannungsnetz-MODELL BESTEHEND AUS 47 ZONEN.

modellierten Netzgebiet werden Haushaltstyp und die Bewohnerzahl anhand einer Monte-Carlo-Simulation zugewiesen. Von den gesamten Haushalten in Hamburg sind 32,44 % Ein- und Zweifamilienhäuser und 67,56 % Mehrfamilienhäuser [16], [17]. Die Ergebnisse der Zuweisung sind in den TABELLEN I und II aufgeführt.

Als Lastprofile werden Standardlastprofile (SLP) des Verteilnetzbetreibers Stromnetz Hamburg GmbH verwendet. Die SLP repräsentieren das jährliche Verbrauchsverhalten der Haushalte in einer Auflösung von 15 Minuten. Die Standardlastprofile sind auf einen jährlichen Verbrauch von ca. 1.000 MWh normiert [18].

Um die SLP in der Simulation zu benutzen, wurden sie zu einem Tagesprofil für einen Tag nach dem durchschnittlichen Energieverbrauch in Deutschland abhängig von der Art des Hauses und der Anzahl der Bewohner skaliert.

Insgesamt wurden 20 Lastprofile erstellt, die sich im Haushaltstyp, der Bewohnerzahl und der Heizart voneinander unterscheiden. Die Daten zum durchschnittlichen Energieverbrauch bei unterschiedlicher Heizart sind in der TABELLE III aufgeführt.

Im nächsten Schritt werden die Lastprofile vorbereitet, um sie in DIGSILENT nutzen zu können. Deswegen wurden die ursprünglichen Lastprofile zu Lastprofilen mit der Schrittweite von einer Stunde zusammen gefasst.

ABBILDUNG 4 zeigt das modellierte Lastprofil der Haushalte im Netz auf Basis des SLP Hamburg 2020. Anhand der Monte-Carlo-Simulation wurden 888 Lastprofile erstellt und in DIGSILENT implementiert.

TABELLE I: ANTEIL DER EIN- UND ZWEIFAMILIENHÄUSER NACH BEWOHNERZAHL [16] [17].

Ein- und Zweifamilienhäuser	Anteil an allen Häusern in Hamburg	Anzahl der Lasten
1 Person	42 %	252
2 Personen	33,20 %	200
3 Personen	11,90 %	72
4 Personen	9,10 %	55
5 Personen	3,8 %	21

TABELLE II: VERTEILUNG DER HAUSHALTSLASTEN FÜR MEHRFAMILIENHÄUSER NACH BEWOHNERZAHL [16] [17].

	Anteil aller Mehrfamilienhäuser in Hamburg	Anzahl der Lasten
Gebäude mit 1 und 2 Wohnungen	67,56 %	194
1 Person	42 %	82
2 Personen	33,20 %	65
3 Personen	11,90 %	24
4 Personen	9,10 %	17
5 Personen	3,8 %	6
Gebäude mit 3 oder mehr Wohnungen	32,68 %	95
1 Person	42 %	40
2 Personen	33,20 %	31
3 Personen	11,90 %	12
4 Personen	9,10 %	9
5 Personen	3,8 %	3

3) Modellierung der Elektrofahrzeuge (EV)

Verschiedene EV Lasten wurden im Netz aufgebaut. Zum einen wurden EVs im privaten Haushaltsbereich dezentralisiert im Netz aufgebaut. Zum anderen wurden zusätzlich zentralisierte Parkplätze mit mehreren EVs ebenso im Netz hinzugefügt. Zur Analyse der Wirkung der EV-Penetration auf das Niederspannungsnetz wird ein EV-Profil für jede Last benötigt. Zur Modellierung der EV-Lastprofile wird der Datensatz aus ELAAD verwendet [21]. Das Lastprofil wird aus der Verteilung der Ankunftszeiten, der Fahrzeit und des Energiebedarfs pro Ladestation abgeleitet. Die Verteilung der Ankunftszeiten von Elektrofahrzeugen und deren Energiebedarf sind in ABBILDUNG 5 und 6 dargestellt.

Die Lastprofile der EVs sind für die Kategorien privat, öffentlich und Laden am Arbeitsplatz definiert. Für die Kategorie Laden am Arbeitsplatz werden mehrere Ladesäulen pro Arbeitsplatz angenommen. Aus allen dezentralisierten Lasten werden 70 % als privat und 30 % als öffentlich betrachtet [19]. Verschiedene AC-Ladesäulentypen mit einer Ladeleistung von 22 kW, 15 kW und 11 kW wurden für die Kategorien Laden am Arbeitsplatz und öffentliches Laden festgelegt. Für das private Laden wurden AC Ladesäulentypen mit einer Ladeleistung 11 kW, 7,2 kW und 3,6 kW determiniert.

Anhand der Monte-Carlo-Simulation wurden zwei Modellierungsschritte durchgeführt. Zu Beginn wurde für jede Ladesäule eine Ladeleistung definiert. Im zweiten Schritt wurden entsprechend der Daten zur Ankunftszeit sowie der Verteilung des Energiebedarfs Lastprofile für die EVs erstellt.

TABELLE III: DURCHSCHNITTLICHER STROMVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND MIT DATEN VON [19].

Ein- oder Zweifamilienhaus: durchschnittlicher Stromverbrauch in Deutschland		
Hausmitglieder	Ohne elektrische Wassererwärmung (kWh)	Mit elektrischer Wassererwärmung (kWh)
1 Person	2350	2800
2 Personen	3050	3750
3 Personen	3650	4750
4 Personen	4200	5150
5 Personen	5000	6500
Wohnung in einem Mehrfamilienhaus: durchschnittlicher Stromverbrauch		
1 Person	1400	2500
2 Personen	2100	3000
3 Personen	2600	3950
4 Personen	3050	4450
5 Personen	3080	5700

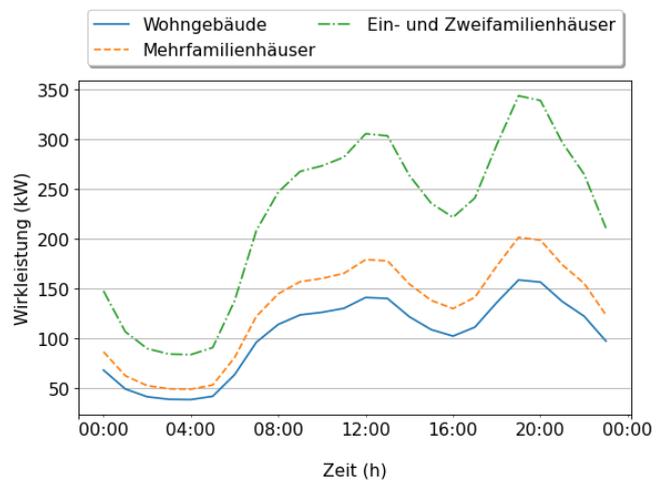


ABBILDUNG 4: LASTPROFILE DER MODELLIERTEN HAUSHALTE AUF BASIS DES SLP VON HAMBURG 2020 [20].

4) Algorithmus für das Engpassmanagement

Die Auswirkungen unterschiedlicher EV-Penetrations-szenarien auf das Niederspannungsnetz und die Spitzenlast werden anhand von Simulationen analysiert. Es sind quasi-dynamische Simulationen des Engpassmanagements, die in einer Simulationsauflösung von einer Stunde in DiGSILENT durchgeführt wurden. ABBILDUNG 7 zeigt das Flussdiagramm des Steuerungsalgorithmus.

In jeder Schleife wird eine quasi-dynamische Simulation durchgeführt und die Überlastung der Transformatoren berechnet. Eine 80 %ige Überlastung der Betriebsmittel (Transformator) im Netz wird als Schwellenwert gewählt, bei dem die Reduzierung der Ladeleistung in den zugehörigen Ladesäulen initiiert wird. Im Falle der Überlastung eines Transformators wird in der Simulation ein Steuersignal zur Begrenzung der Ladeleistungen an die Ladesäulen in derselben Zone des Transformators geschickt. Es werden Simulationen für eine Reduzierung der Ladeleistung um 50 %, 40 %, 30 % und 20 % der installierten Leistung der Ladesäulendurchgeführt. Eine Ladeleistung von 3,2 kW wird in keinem Szenario unterschritten, da die garantierte minimale Ladeleistung für den Kunden ein Muss im Projekt „ELBE“ ist.

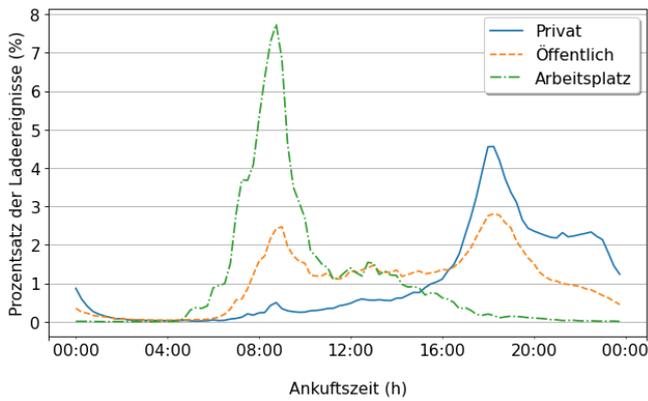


ABBILDUNG 5: VERTEILUNG DER ANKUNFTSZEITEN DER ELEKTROFAHRZEUGE NACH [21].

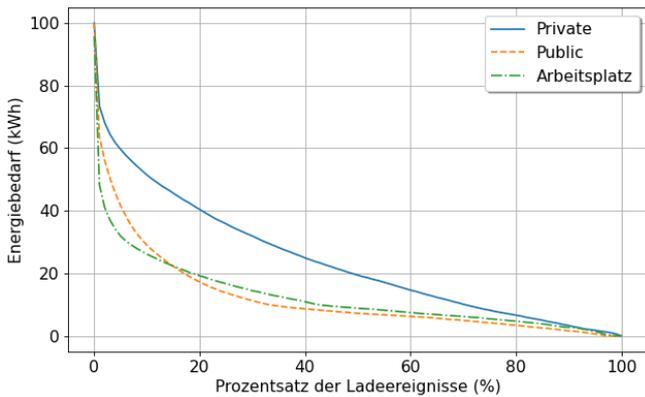


ABBILDUNG 6: VERTEILUNG DES ENERGIEBEDARFS NACH DATEN AUS [21].

In dieser Untersuchung wurden folgende Annahmen zum Engpassmanagement getroffen:

- Alle Ladestationen werden von CPO überwacht.
- Der VNB beobachtet die Netzengpässe und meldet Störungen an den zugehörigen CPO.
- Das Signal für die reduzierte Ladeleistung wird vom VNB an den CPO gesendet und von dort an die jeweiligen Ladesäulen der Überlastungs-Zonen weitergeleitet.
- Alle Ladestationen stehen immer zum Laden zur Verfügung.

5) Simulationsergebnisse

Drei verschiedene Penetrationen (25 %, 50 % und 75 %) für die Durchdringung von EVs wurden in dieser Studie berücksichtigt. Die Penetrationen wurden hinsichtlich der Anzahl der Haushaltslasten berechnet:

- 25 % Penetration der EVs => 222 Lasten
- 50 % Penetration der EVs => 444 Lasten
- 75 % Penetration der EVs => 666 Lasten

Vier verschiedene Szenarien wurden für jede Penetration simuliert und miteinander verglichen. In Szenario 1 wird ein 50%-Begrenzungssignal im Fall der Überlastung eines Transformators an alle Ladestationen der zugehörigen Zone geschickt. Für das Szenario 2 gilt ein 40 % Begrenzungssignal. In den Szenarien 3 und 4 werden 30 % und 20 % Begrenzungssignale betrachtet.

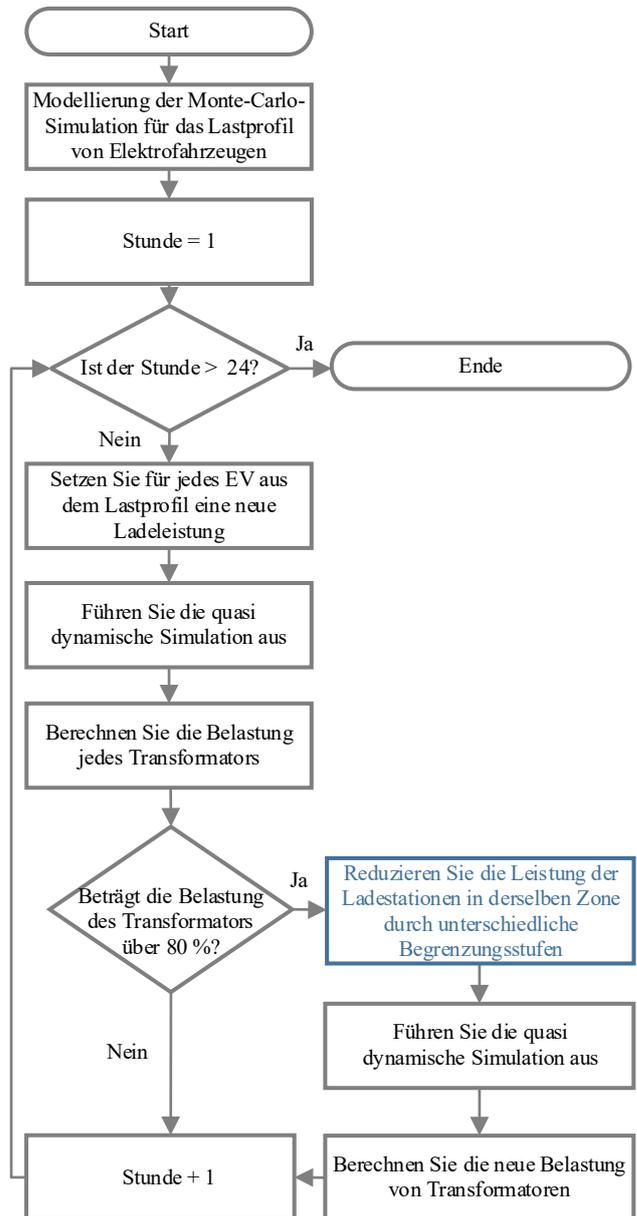


ABBILDUNG 7: MANAGEMENTALGORITHMUS ZUR REDUZIERUNG DER LADELEISTUNG.

In einem 25 % EV-Penetrationsszenario wird der Schwellenwert von 80 % Transformatorbelastung nicht überschritten. In 50 % Penetrationsszenario weist nur ein Transformator von 47 Transformatoren zwischen 20 und 22 Uhr eine Überlastung oberhalb des Schwellenwerts auf. In ABBILDUNG 8 ist der Tagesverlauf der Transformatorbelastung für eine 50 % EV-Penetration und bei unterschiedlicher Lastreduzierung aufgeführt. Bei einer Reduzierung der Entnahmeleistung an den Ladesäulen von 50 % liegt die Belastung des Transformators unter 60 % der maximal möglichen Belastung des Transformators; dies ist nicht optimal. Auch die Reduzierung der Leistung um 40 % und 30 % führt zu einer Belastungsreduktion des Transformators. Eine Reduzierung um 20 % führte zu einer Belastung des Transformators knapp unter der Grenze von 80 %; dies entspricht aus der Perspektive einer optimalen Transformatorauslastung einer optimalen Verminderung.

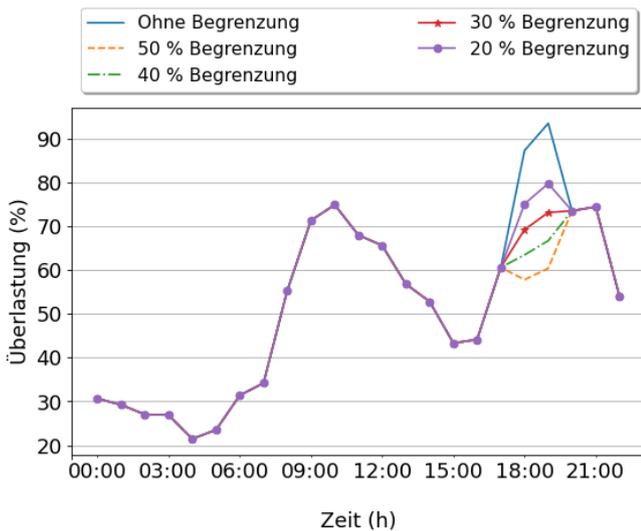


ABBILDUNG 8: BELASTUNG DES TRANSFORMATORS IM 50 % PENETRATIONSSZENARIO

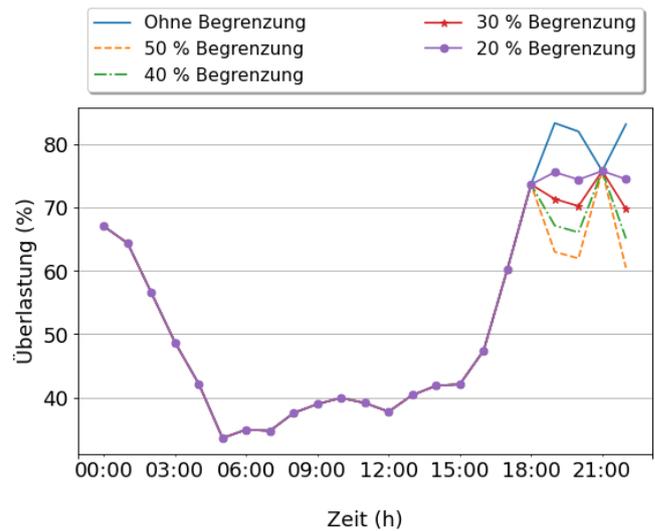


ABBILDUNG 9: BELASTUNG DES TRANSFORMATORS IM 75 % PENETRATIONSSZENARIO

Im 75 % Penetrationsszenario weist nur ein Transformator von 47 Transformatoren zwischen 19 und 22 Uhr eine Überlastung oberhalb des Schwellenwerts auf. In ABBILDUNG 9 ist der Tagesverlauf der Transformatorbelastung für eine 75 % EV-Penetration und einer Reduktion der Entnahmelast an den Ladesäulen von 20 % bis 50 % aufgeführt. Die Belastung des Transformators beträgt zwischen 20 und 22 Uhr 87 % der maximalen Kapazität. Wie im vorherigen Szenario werden Signale an die Ladestationen gesendet, die zur Zone des Transformators 32 gehören. Schon bei einer Reduzierung der Entnahmelast von Ladesäulen um 20 % sinkt die Belastung des Transformators unter die Grenze von 80 %.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wird das Konzept des netzdienlichen Ladens und dessen Auswirkung auf das Niederspannungsnetz vorgestellt. Das netzdienliche Laden im Projekt „ELBE“ wird vorgestellt. Die Integration einer hohen Anzahl der EVs im Netz, welche eine hohe Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen aufweisen, kann zur Überlastung der Netzbetriebsmittel führen. Die Verwendung eines Engpassmanagements mit dem Ziel einer netzdienlichen Steuerung von Kundenanlagen kann daher wesentlich für die Gewährleistung einer gleichbleibend hohen Netzstabilität sein. In diesem Beitrag wurde ein Algorithmus für das Lastmanagement mithilfe von DigSILENT simuliert. Dazu wurden unterschiedliche EV-Penetrationsszenarien simuliert und untersucht. Verschiedene Begrenzungssignale für die Reduktion der Entnahmelast der Ladesäulen werden dabei betrachtet um den optimalen Begrenzungswert im Hinblick auf eine optimale Auslastung der Netzbetriebsmittel festzulegen. Bei einem Penetrationsszenario von 25 % wird keine Überlastung der Netzbetriebsmittel festgestellt und dementsprechend gab es keine Leistungsreduzierung. Bei den Penetrationsszenarien von 50 % und 75 % der EVs im Netz wird eine Leistungsbegrenzung von 20 % als optimal festgestellt.

DANKESAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Electrify Buildings for EVs (ELBE)“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (FKZ: 01MZ18014F).

LITERATUR

- [1] Hamburg, Behörde für Umwelt und Energie, „Luftreinhalteplan für Hamburg (2. Fortschreibung) gemäß § 47 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG),“ Hamburg, (2017).
- [2] Stromnetz Hamburg GmbH, „Öffentliche Ladeinfrastruktur: Hamburg gehört zu den Spitzenreitern,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-verbraucher/elektromobilitaet/oeffentliche-ladeinfrastruktur>. [Zugriff am 26. August 2021].
- [3] Y. Schulze, M. Müller, S. Faller, W. Duschl und F. Wirtz, „Was ist Netzdienlichkeit?“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2021.
- [4] B. Pfarrherr und H. Haupt, „Innovationsprozesse und zukünftige Entwicklungen der Stromnetz Hamburg GmbH,“ *Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft*, Bd. 1, S. 16-18, 2019.
- [5] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg - Metastudie im Auftrag von Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein,“ Hamburg, 2017.
- [6] *EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)*, 2005.
- [7] *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung - § 19 Betrieb von elektrischen Anlagen, Verbrauchsgütern und Ladeeinrichtungen, Eigenanlagen*, Bonn, 2006.
- [8] hySOLUTIONS GmbH, „ELBE (Electrify Buildings for Electric Vehicles),“ [Online]. Verfügbar unter: www.elbe-hh.de. [Zugriff am 26 August 2021].
- [9] IEC 60870-5-104: Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles, International Electrotechnical Commission.
- [10] envelio GmbH, „Intelligent Grid Platform,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://envelio.de/intelligent-grid-platform/>. [Zugriff am 26. August 2021].
- [11] IEC 62746-10-1: Systems interface between customer energy management system and the power management system - Part 10-1: Open automated demand response, International Electrotechnical Commission, International Electrotechnical Commission.
- [12] „Open Charge Alliance, Open Smart Charging Protocol,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openchargealliance.org/news/open-smart-charging-protocol-20-now-Verfügbar-unter/>. [Zugriff am 26. August 2021].

- [13] IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation, International Electrotechnical Commission.
- [14] „Open Charge Alliance, Open Charge Point Protocol,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-201/>. [Zugriff am 26. August 2021].
- [15] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109: Version 1.0.1,“ Bonn, 2019.
- [16] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Statistikamt, Nord), „Bestand An Wohngebäuden In Hamburg Im Jahr 2020 Unterteilt Nach Bezirken,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/787830/umfrage/bestand-an-wohngebaeuden-in-hamburg-nach-bezirken/>. [Zugriff am 1. Mai 2021].
- [17] Statistisches Bundesamt, „Hauptwohnsitzhaushalte und Haushaltsmitglieder,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-1-privathaushalte-haushaltsmitglieder.html>. [Zugriff am 1 Mai 2021].
- [18] Stromnetz Hamburg GmbH, „Standardlastprofil Haushalt 2020,“ Stromnetz Hamburg, Hamburg, 2020.
- [19] C. Bamberg, J. Lackner und S. Siegemund, „dena, Prognos, 2020: „Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland“,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2020.
- [20] S. Darvish, A. Jahic und D. Schulz, „Simulation of a congestion management method for a high penetration of electric vehicles in the low voltage distribution grid,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg*, Hamburg, 2021.
- [21] „VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04. Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung),“ VDE Verlag, 2019.
- [22] ElaadNL, „ElaadNL Open Datasets for Electric Mobility Research,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://platform.elaad.io/analyses/ElaadNL_opendata.php. [Zugriff am 10. Oktober 2021].
- [23] E. Ratgeber, „Energie Ratgeber,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie.web.de/ratgeber/verbrauch/>. [Zugriff am 1. Mai 2021].

Marktorientierte Steuerungsansätze für Elektrofahrzeuge im Haushaltsbereich basierend auf einer Smart-Meter-Gateway Infrastruktur

Amra Jahic*, Felix Heider, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*amra.jahic@hsu-hh.de

Kurzfassung – Die Digitalisierung und Flexibilisierung der Erzeuger und Verbraucher stellt eine der wichtigsten Voraussetzungen für die zukünftigen Stromversorgungssysteme dar. Neben der Flexibilität der in der Mittelspannungsebene angeschlossenen größeren Erzeuger und Verbraucher wird der Ausbau der Infrastruktur für intelligente Messsysteme auch die aktive Nutzung der Flexibilität im deutschen Niederspannungsnetz ermöglichen. In diesem Beitrag werden mögliche marktorientierte Steuerungsansätze für die Nutzung dieser Flexibilität zusammengefasst. Die Analyse beinhaltet sowohl bereits existierende als auch in der Zukunft zu erwartende Vermarktungsmöglichkeiten. Ein besonderer Fokus liegt bei den flexiblen Haushalten mit Elektrofahrzeugen und den Möglichkeiten und Voraussetzungen für ihre Teilnahme in den analysierten Märkten. Die notwendige Smart-Meter-Gateway Infrastruktur als Enabler dieser Teilnahme wird am Beispiel eines Haushalts detailliert dargestellt. Zusätzlich werden die Berechnung und mögliche Nutzung der Flexibilität im Haushaltsbereich an einem konkreten Beispiel demonstriert.

Stichworte – Marktorientierte Steuerung, Elektrofahrzeuge, flexible Haushaltsverbraucher, Smart Meter Gateway, Flexibilität

NOMENKLATUR

AbLaV	Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (§13, EnWG)
AMI	Advanced Metering Infrastructure
CLS	Controllable Local Systems
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EV	Electric Vehicle
EMT	Externer Marktteilnehmer
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
HAN	Home-Area-Network
LMN	Local Metrological Network
MRL	Minutenreserveleistung
OTC	Over the Counter
PMS	Power Management System
PRL	Primärregelleistung

PV	Photovoltaik
P2P	Peer-to-Peer
SAL	Schnell abschaltbare Lasten
SMGw	Smart Meter Gateway
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
WAN	Wide-Area-Network
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die Transformation der heutigen Stromversorgungssysteme, einerseits mit volatiler Einspeisung der erneuerbaren Energien und andererseits mit fortschreitender Elektrifizierung in unterschiedlichen Lebenssphären, wie z. B. Mobilität, Gebäudetechnik und Industrie, stellt eine Herausforderung für alle im System involvierte Akteure dar. Mit dem erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien und ihrer starken Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen kann es in der Zukunft zunehmend zu größeren Unterschieden bei Angebot und Nachfrage der elektrischen Energie kommen. Dies wird durch die neuartigen Lastentypen und die von heutigen Standardlastprofilen abweichenden Muster seitens der Verbraucher verstärkt. Mit der Kopplung des Strom- und Wärmesektors wird es eine zusätzliche Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen geben. Die Elektromobilität verursacht hingegen nicht nur eine hohe Gleichzeitigkeit, sondern auch zusätzliche Volatilität im System. All dies führt zu möglichen Konsequenzen für die Stromversorgungssysteme, wie z. B. Netzengpässe, Betriebsmittelüberlastungen und Frequenz- und Spannungsbandverletzungen, welche die Stabilität des Netzes gefährden können.

Als eine der wichtigsten Maßnahmen für die erfolgreiche Gestaltung der zukünftigen Stromversorgungssysteme wurde die Digitalisierung und Flexibilisierung der Erzeuger und Verbraucher identifiziert [1, 2]. Dies kann den hohen Netzausbaubedarf reduzieren und den kritischen Zeitdruck bei der Planung und Implementierung der Ausbaumaßnahmen verringern. Eine aktive Flexibilitätsnutzung nicht nur seitens

der Erzeuger, sondern auch seitens der Verbraucher kann für den Ausgleich bei der volatilen Erzeugung der erneuerbaren Energien oder für die Unterstützung bei lokalen Stabilitätsproblemen im Netz sorgen. Dabei spielen nicht nur die größeren Industrieverbraucher, sondern auch die kleineren Verbraucher in der Niederspannungsebene, wie z. B. Haushalte, eine wichtige Rolle. Mit zunehmender Integration von kleinen Speichern, vor allem in der Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV), werden die Verbraucher ihre klassische Rolle der passiven unflexiblen Teilnehmer ändern. Der neue aktive und flexible Verbraucher (engl. Consumer), der zusätzlich auch ein Erzeuger (engl. Producer) ist, oft auch „Prosumer“ genannt, kann damit eine wichtige Rolle bei der Flexibilisierung der zukünftigen Energiesysteme spielen.

Die Flexibilisierung der Verbraucher öffnet die Tür für viele neue netz- und marktorientierte Geschäftsmodelle. Für größere Verbraucher gibt es schon jetzt mehrere Möglichkeiten für die Vermarktung ihrer Flexibilität. Die Beteiligung kleinerer Verbraucher, vor allem im Haushaltsbereich, ist im Gegensatz dazu noch nicht sehr verbreitet, obwohl genau diese kleinen dezentralen Verbraucher für lokale Engpässe und Stabilitätsprobleme im Niederspannungsnetz eine sehr große Rolle spielen. Dieser Beitrag bietet eine Übersicht zu möglichen marktorientierten Steuerungsansätzen für die Nutzung der Flexibilität im Haushaltsbereich. Der Fokus liegt dabei auf den privaten Elektrofahrzeugen (EV). Die Übersicht beinhaltet sowohl die heute verfügbaren Möglichkeiten als auch die in der Zukunft erwarteten Märkte. Nach der Einleitung sind im Kapitel II unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucher und die Voraussetzungen für die Teilnahme in diesen Märkten dargestellt. Ihre Umsetzbarkeit im Haushaltsbereich wird im Kapitel III analysiert. Das Kapitel IV stellt die Rolle des Smart Meter Gateways (SMGw) bei der Flexibilisierung und Gestaltung der intelligenten Steuerung im Haushaltsbereich dar. Mit der Berechnung der Flexibilität und der Analyse einer möglichen Vermarktungsmöglichkeit am Beispiel eines Haushalts wird im Kapitel IV zusätzlich das Potenzial der flexiblen Kleinverbraucher dargestellt. Eine Zusammenfassung des Beitrags wird in Kapitel V gegeben.

II. STEUERUNGSANSÄTZE FÜR VERBRAUCHER

Die Flexibilität der Verbraucher kann auf unterschiedlichen Wegen und mit unterschiedlichen Zielsetzungen eingesetzt und vermarktet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) können z. B. mit Hilfe des Regelleistungsmarktes die Flexibilität aktiv für die Sicherung der Systemstabilität nutzen. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) haben ebenfalls mehrere Möglichkeiten, die Flexibilität auf der Verbraucherseite für die Stabilisierung des Systems und zum Netzengpassmanagement zu nutzen. In diesen beiden Fällen wird die Flexibilität grundsätzlich für die Erhaltung der Stabilität im Netz eingesetzt und die Steuerung der Verbraucher wird als netzorientiert bezeichnet. Andererseits können die Verbraucher ihre Flexibilität für den Handel am Strommarkt oder den Handel und Energieausgleich auf unterschiedlichen lokalen Märkten einsetzen. Hierbei handelt es sich um marktorientierte Steuerungsansätze. Eine Zusammenfassung unterschiedlicher Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucherflexibilität, die in diesem Beitrag analysiert wurden, ist in der TABELLE I dargestellt.

A. Regelleistung

Um die Frequenzstabilität in einem Netz zu sichern, müssen die Einspeisung und Entnahme von Energie zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden. Im Fall von Abweichungen sorgen die Übertragungsnetzbetreiber für einen Ausgleich. Dies erfolgt mit Hilfe der sogenannten Regelleistung, der positiven oder negativen Energiereserven, die sowohl die Erzeuger als auch die Verbraucher anbieten können. Das Regelungskonzept besteht aus drei Stufen mit unterschiedlichen Reaktionszeiten. Die Primärregelleistung (PRL) dient der schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz und soll innerhalb von 30 Sekunden nach einem Störereignis abrufbar sein. Die Aktivierung der PRL geschieht automatisch bei einer Sollwertabweichung und benötigt keine direkte Mitwirkung seitens des ÜNB. Die Sekundärregelleistung (SRL) ist wie PRL eine automatisch aktivierte Regelreserve, die nur in denjenigen Regelzonen aktiviert wird, in denen die Ursache der Instabilität vorkommt und die innerhalb von 5 Minuten aktiviert werden soll. Zusätzlich gibt es die Minutenreserveleistung (MRL), die innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden soll und die im Gegensatz zu PRL und SRL nicht automatisch erfolgt, sondern von den verantwortlichen ÜNB manuell abgerufen und eingesetzt wird.

TABELLE I: ZUSAMMENFASSUNG DER IN DIESEM BEITRAG ANALYSIERTEN VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR DIE FLEXIBILITÄT SEITENS DER VERBRAUCHER.

	Zielsetzung	Abnehmer der Flexibilität	Einsatzbereich	Einsatz bzw. Entwicklungsstadium
Regelleistung	netzorientiert	ÜNB	Übertragungsnetz	Im Einsatz
Verordnung zu abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten	netzorientiert	ÜNB	Übertragungsnetz	Im Einsatz
Strommarkt	marktorientiert	Ggf. Aggregator oder virtuelles Kraftwerk*	Alle Netze, vom Übertragungsnetz bis zum Niederspannungsnetz	Im Einsatz
Flexibilitätsmarkt	netzorientiert	VNB	Verteil- und Niederspannungsnetz	Pilotprojekte
Peer-2-Peer Markt	marktorientiert**	Andere Marktteilnehmer	Niederspannungsnetz	Im Einsatz

* Bei der Nutzung der Flexibilität für den Handel am Strommarkt kann der Verbraucher direkt am Markt teilnehmen oder unterschiedliche vom Stromversorger angebotene dynamische Stromtarife nutzen. Als Alternative kann der Verbraucher seine Flexibilität einem Aggregator oder einem virtuellen Kraftwerk zur Verfügung stellen, die daraufhin die Flexibilität abnehmen und für den Handel am Strommarkt nutzen.

** Obwohl die Peer-2-Peer Märkte vor allem für den Energiehandel und Ausgleich genutzt werden, wird oft durch lokale Nutzung der kleinen Erzeuger und lokalen Energieausgleich indirekt zur Netzstabilität beigetragen.

Die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, bekannt als Stromnetzzugangsverordnung, sieht eine marktbasierende Beschaffung der Regelleistung vor und fordert anonymisierte Ausschreibungen über eine entsprechende Internetplattform. Für die Teilnahme am Markt müssen die Anbieter der Regelleistungsprodukte die technischen und betrieblichen Zugangsvoraussetzungen erfüllen. Ein Überblick über die wesentlichen Produkte, ihre Eigenschaften und Mindestgebotsgrößen ist in der TABELLE II gezeigt [3]. Die Ausschreibungen in Deutschland erfolgen über die Plattform www.regelleistung.net. Grundsätzlich sind dabei zwei Arten der Vergütung zu unterscheiden. Mit dem Leistungspreis wird die Bereitschaft für die Lieferung einer bestimmten Energiemenge vergütet. Mit dem Arbeitspreis hingegen wird die tatsächlich erbrachte Regelenergie (Regelarbeit) entlohnt. Aufgrund der EU-Richtlinien, die die Angleichung von europäischen Regelenergiemärkten anstreben, wurde in Deutschland seit November 2020 der Regelarbeitsmarkt eingeführt [4]. Der Handel von Regelleistung und Regelarbeit findet so an zwei voneinander unabhängigen Märkten statt. Die Erbringung von Regelarbeit ist nun möglich, ohne vorher an einer Leistungsauktion teilgenommen zu haben. Während für die PRL und SRL meistens nur die Erzeuger präqualifiziert sind, nehmen bei MRL auch die Verbraucher, die in virtuellen Kraftwerken integriert sind, teil [5]. Vor allem Elektrofahrzeuge, mit ihrer

TABELLE II: ÜBERBLICK DER WESENTLICHEN PRODUKTEIGENSCHAFTEN UND VORAUSSETZUNGEN BEI DER AUSSCHREIBUNG FÜR REGELLEISTUNG.

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	Täglich	Täglich	Täglich
Produktzeitscheiben	6 x 4 Stundenblöcke	6 x 4 Stundenblöcke	6 x 4 Stundenblöcke
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW *	5 MW *
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-clear (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)

* Ausnahmeweise werden auch Angebotsgrößen von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW zugelassen, wenn ein Anbieter nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe in der jeweiligen Regelzone abgibt.

TABELLE III: ÜBERBLICK DER WESENTLICHEN ANFORDERUNGEN UND EIGENSCHAFTEN DER ABLaV.

	SOL	SAL
Mindestgebotsgröße	5 MW	
Mindestverfügbarkeit	552 Viertelstunden pro Woche	
Netzanschluss	Minimum zwei Umspannungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes	
Erbringung	Mindestens eine und maximal 32 Viertelstunden am Stück, mindestens 16 Viertelstunden in einer Woche	
Anzahl der Rahmenverträge*	4	13
Gesamtleistung in MW*	811	1636

* Aktuelle Anzahl der Verträge und Gesamtleistung im Jahr 2021 gemäß www.regelleistung.net

Vehicle-to-Grid (V2G) Fähigkeit und mit Hilfe von geographischen Gruppierungen (engl. Pooling), weisen Potenzial für die Bereitstellung der Regelleistung auf [6 – 9].

B. Zu- und abschaltbare Lasten

Die Verordnung über die Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), erlassen aufgrund § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), bietet eine weitere Möglichkeit zur Stabilisierung der Übertragungsnetze. Potenzielle Anbieter, klassifiziert als schnell abschaltbare Lasten (SAL) und sofort abschaltbare Lasten (SOL), stellen in diesem Fall eine Abschaltleistung für die ÜNB zur Verfügung. Die Ausschreibung erfolgt ähnlich wie bei Regelleistung über die Plattform der ÜNB (www.regelleistung.net). Für die Bereitstellung des Abschaltpotenzials wird der Leistungspreis vergütet und bei der tatsächlichen Abschaltung ein zusätzlicher Arbeitspreis. Der maximale Leistungspreis liegt bei 500 € pro MW und Woche und der maximale Arbeitspreis bei 400 € pro MWh. Die SOL werden innerhalb von 350 ms bei Unterschreitung einer vorgegebenen Netzfrequenz automatisch aktiviert. Die SAL hingegen müssen innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden. Eine Übersicht der wesentlichen Anforderungen und Eigenschaften der zwei Produkte ist in der TABELLE III dargestellt.

Analog zu abschaltbaren Lasten können auch zuschaltbare Lasten, die in ihrer Wirkung mit der negativen Regelenergie vergleichbar sind, eingesetzt werden. Obwohl die Grundlage für die Nutzung der steuerbaren Verbraucher, vor allem in der Kombination mit Elektromobilität und lokalen Speichern, in § 13 EnWG gegeben ist, wird dieses Instrument bislang nur von Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen eingesetzt [10].

C. Strommarkt

Der Strommarkt ermöglicht den Handel elektrischer Energie. Die Energie wird im Voraus von den Erzeugern an die Unternehmen, welche die Energie direkt verbrauchen oder an ihre Kunden weiterleiten, verkauft. Der Handel selbst findet auf unterschiedlichen Wegen statt, abhängig von Zeitspannen und Handelsarten, wie in ABBILDUNG 1 dargestellt. Die Strombeschaffung kann außerbörslich, Over the Counter (OTC), oder an der Strombörse, wie z. B. an der European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig oder der European Power Exchange (EPEX) mit Sitz in Paris, erfolgen. Bei beiden Arten der Beschaffung unterscheidet man zusätzlich den langfristigen Terminmarkt und den kurzfristigen Spotmarkt. Die Lieferzeiten beim Terminmarkt

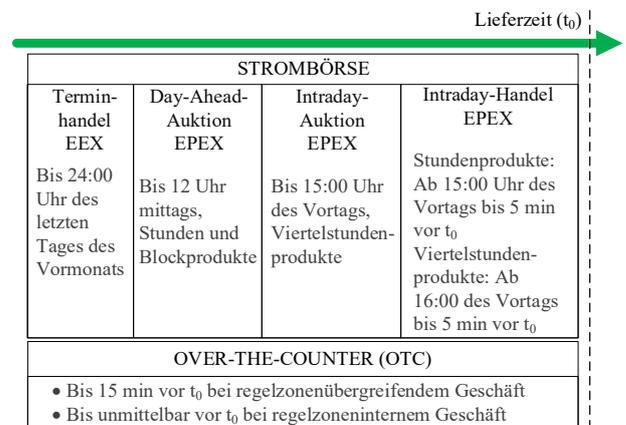


ABBILDUNG 1: UNTERSCHIEDLICHE ARTEN DES HANDELS AM STROMMARKT.

liegen im Bereich von Monaten bis Jahren in der Zukunft. Beim Spotmarkt werden die restlichen benötigten Strommengen kurzfristig für den nächsten Tag oder die nächste Woche beschafft. Der größte Teil des Handels findet außerbörslich über den OTC-Handel statt [11]. Dabei schließen die Stromverkäufer und Stromeinkäufer bilaterale Kaufverträge. Der Handel an der Strombörse hingegen ist stark reguliert, mit genauen Voraussetzungen für die Teilnehmer und mit Handelsregeln. Am EEX Markt kann die langfristige Stromlieferung gehandelt werden. Für eine Stromlieferung am nächsten Tag (Day-Ahead) oder noch am selben Tag (Intraday) steht der EPEX Markt zur Verfügung.

Verbraucher können entweder direkt oder durch ein Pooling, wie z. B. im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools, am Strommarkt teilnehmen. Die zweite Option ist für kleinere Verbraucher sehr gut geeignet. Mehrere Studien stellen das Potenzial für eine Kostenreduzierung durch die Teilnahme am Strommarkt, aggregiert in einem Pool, für Elektrofahrzeuge [11 - 14] und andere Haushaltsverbraucher [15 - 17] dar. Als Alternative zur Beteiligung in einem Pool bietet sich ein Vertrag für zeitvariable Stromtarife mit dem eigenen Stromanbieter an. Mehrere Anbieter haben dynamische Tarife in ihrem Produktportfolio. Angebote variieren von einfachen Produkten mit festen Strompreisen, wie z. B. Tag- und Nachtтарife, bis zu sehr dynamischen Preisen, wie z. B. Day-Ahead-Preise für jede Stunde des folgenden Tages oder 15-minütige Preise, die sich direkt an der Strombörse orientieren [18, 19].

D. Flexibilitätsmarkt

Eine weitere Möglichkeit zur Vermarktung der verfügbaren Flexibilitätskapazitäten sind die Flexibilitätsmärkte. Hierbei kann über eine geeignete Plattform ein Flexibilitätsaustausch zwischen den Flexanbietern, z. B. Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, und Netzbetreibern als Flexabnehmer stattfinden, wie in ABBILDUNG 2 dargestellt.

Im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt sowie ab- und zuschaltbaren Lasten, können durch den Betrieb der Flexibilitätsmärkte gezielt und einfach auch lokale Netzengpässe in den niedrigeren Spannungsebenen im Netz behoben werden. Dabei spielt die Nutzung der verfügbaren Flexibilitätskapazitäten von aktiven Prosumern mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in der Niederspannungsebene eine wichtige Rolle [20]. Mehrere Konzepte für unterschiedliche Arten von Flexibilitätsmärkten wurden bereits ausgearbeitet, viele davon im Rahmen von Pilotprojekten [21]. In einer Studie der Agora Energiewende

wurden sechs Modelle für ein Smart-Market-Design vorgeschlagen [22]. Fünf der vorgeschlagenen Modelle sehen eine Vergütung für die Bereitstellung der Flexibilität vor, entweder basierend auf einem Quotenmodell oder durch den Einsatz von Flexibilitätsmärkten. Die Preisbildung in diesen Modellen gliedert sich in freie Preisbildung, abhängig von Angebot und Nachfrage, und regulierte Preisbildung. Im Rahmen des Projektes SINTEG C/Sells wurden drei Flex-Plattformen ausgearbeitet und in Pilotprojekten umgesetzt (Flexibilitätsmarkt in Altdorf, RegioFlexMarkt in Dillenburg und ortsunabhängige Plattform comax) [23]. Durch die Teilnahme am Altdorfer Flexibilitätsmarkt können kleine Flexanbieter, unter anderem auch Haushalte mit PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Speichern, dem Verteilnetzbetreiber ihre Flexibilität anbieten [24]. Dabei wird zwischen Flexanbietern mit und ohne aktive Vermarktung unterschieden. Während die Flexanbieter mit aktiver Vermarktung konkrete Leistungs-Preis-Zeitreihen bieten und verkaufen, haben Flexanbieter ohne aktive Vermarktung einen festen Vertrag mit dem Flexmarktbetreiber. Ihre Leistung wird automatisiert zusammen mit anderen Anlagen vermarktet und die Anbieter bekommen eine Vergütung in Form einer jährlichen Prämie. Im Rahmen des Projektes „enera“ wurde von EPEX SPOT ein enera Flexibilitätsmarkt entwickelt, umgesetzt und länger als ein Jahr in einer Testphase erprobt [25]. Dabei konnten Flexanbieter, wie Erzeuger oder aggregierte Verbraucher ihre Flexibilität an die Netzbetreiber verkaufen. Der enera Markt wurde in den existierenden Strommarkt integriert, was die Markteintrittsbarrieren reduziert. Auch weitere erfolgreiche Pilotprojekte in Deutschland, wie z. B. die WindNode Flexibilitätsplattform [26] oder NEW 4.0 ENKO [27] haben die positiven Auswirkungen einer aktiven Flexibilitätsnutzung gezeigt. Ebenso wurden europaweit mehrere Marktkonzepte in unterschiedlichen Projekten, wie z. B. Piclo Flex, Nodes und GOPACS, entwickelt und implementiert [28, 29].

Die bisher vorgeschlagenen und implementierten Flexibilitätsmärkte unterscheiden sich in Zielsetzung, Design, Vergütungskonzept, Preisbildung, Teilnahmeanforderungen und weiteren Kriterien. Damit sie aktiv genutzt werden können, muss aber in vielen Ländern, inklusive Deutschland, erst der regulatorische Rahmen geschaffen und angepasst werden [30]. Die Flexibilitätsmärkte sind, wie in den vielen erwähnten erfolgreichen Projekten gezeigt, ein essenzieller Teil der zukünftigen Smart-Grids, deren aktiver Einsatz aber erst in den kommenden Jahren zu erwarten ist. Mit dem Ausbau intelligenter Messsysteme werden auch die flexiblen Haushalte zukünftig vermehrt an diesen Märkten teilnehmen können.

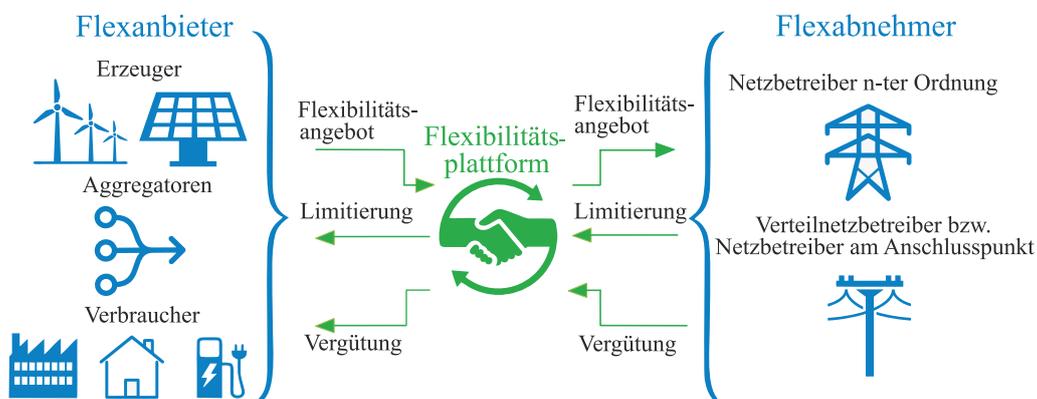


ABBILDUNG 2: KONZEPTIONELLER AUFBAU EINER FLEXIBILITÄTSPLATTFORM MIT FLEXANBIETERN UND FLEXABNEHMERN.

E. Peer-to-Peer Markt

In den sogenannten Peer-to-Peer (P2P)-Märkten können Prosumer und Verbraucher elektrische Energie direkt handeln, ohne weitere involvierte Parteien, wie z. B. Stromversorgungsunternehmen. Dies ermöglicht eine lokale Nutzung der überschüssigen erneuerbaren Energien aus z. B. PV-Anlagen. Die Prosumer können sich über eine Plattform zusammenschließen und die überschüssige Energie mit anderen Teilnehmern tauschen oder an andere Teilnehmer verkaufen. Die involvierten Prosumer können von höheren Verkaufspreisen (im Vergleich zur EEG-Vergütung für die Einspeisung ins Netz) und die teilnehmenden Verbraucher von niedrigeren Stromkosten profitieren. Der konzeptionelle Aufbau eines P2P-Marktes ist in der ABBILDUNG 3 dargestellt.

Der Vorreiter bei der Entwicklung des P2P-Konzeptes war das Projekt „Brooklyn Microgrid“ in den USA in 2016, welches Haushalten mit PV-Anlagen ermöglicht hat, ihre überschüssige Energie an ihre Nachbarn zu verkaufen. Seitdem sind weltweit, unter anderem auch in Deutschland, mehrere ähnliche Projekte initiiert worden [31]. Dabei sind diverse Modelle entstanden, die sich in vertraglichen Beziehungen sowie Markt- und Vergütungskonzepten unterscheiden. Je nach Zuständigkeit des Anbieters eines P2P-Marktes differenziert man zwischen Modellen, in denen der Anbieter nur für den Betrieb der Plattform zuständig ist und Modellen, in denen er zusätzlich noch als Energieversorger oder Direktvermarkter der überschüssigen Energie agiert [32]. Man unterscheidet zusätzlich zentralisierte Märkte, in denen der Betreiber des Marktes für die Bilanzierung, den Einkauf der fehlenden und den Verkauf der überschüssigen Energie zuständig ist. Diese Märkte sind in ihrem Aufbau ähnlich zu virtuellen Kraftwerken. Der Betreiber ist meistens ein Stromversorgungsunternehmen. Die Alternative bildet das dezentralisierte Modell. Hierbei sind alle Teilnehmer gleichgestellt, haben aber zusätzliche Pflichten, da jeder einzelne Prosumer in diesem Modell ein Stromversorger ist. Sie müssen u. a. Verträge mit den Netzbetreibern abschließen. Zudem sind die dezentralisierten Modelle besonders gut für lokale Micro-Grids geeignet [33]. Einige von vielen P2P-Anbietern in Deutschland sind enyway [34], Tal.Markt [35] und Strom-Community sonnen [36]. Weitere Anbieter sind in [33, 37] analysiert.

III. UMSETZBARKEIT UNTERSCHIEDLICHER STEUERUNGSANSÄTZE IM HAUSHALTSBEREICH

In Kapitel II wurden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucher und die Voraussetzungen für die Teilnahme an unterschiedlichen Märkten dargestellt. Flexible Kleinverbraucher, wie z. B. ein Haushalt mit einem Elektrofahrzeug, können bereits heute an vielen dieser Märkte teilnehmen. Allerdings ist die Teilnahme oft nur im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks oder durch einen Aggregatorpool möglich.

Die Vermarktung der Flexibilität im Haushaltsbereich auf dem Regelleistungsmarkt steht vor zwei wesentlichen Herausforderungen. Für die Produkte wie PRL oder SLR müssen Anforderungen bezüglich Steuerbarkeit und Reaktionszeiten erfüllt werden. Zudem haben alle Produkte Mindestgebotsgrößen, die weit über der Leistung eines durchschnittlichen Haushalts stehen. Eine Teilnahme für Haushalte mit Elektrofahrzeugen ist technisch nur für MRL sowie nur im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools umsetzbar. Ähnliche Verhältnisse herrschen bei der

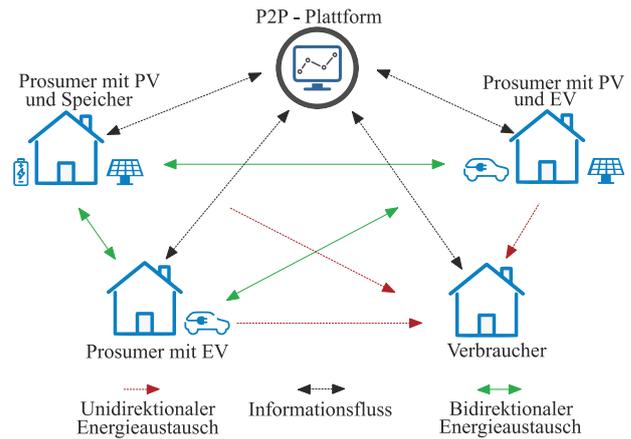


ABBILDUNG 3: KONZEPTIONELLER AUFBAU EINES P2P-MARKTES.

Vermarktung der Flexibilität als zu- und abschaltbare Lasten. Die Anforderungen an Mindestgebotsgrößen und Erbringungszeiten ermöglichen die Teilnahme nur im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools. Obwohl technisch umsetzbar, wird die Flexibilität der Kleinverbraucher in diesem Kontext bisher nicht genutzt.

Anders sieht es bei der Vermarktung am Strommarkt aus. Hierbei bieten sich mehrere Möglichkeiten. Haushalte mit Elektrofahrzeugen können durch virtuelle Kraftwerke oder Aggregatorpools direkt am Handel am Strommarkt teilnehmen. Zusätzlich bieten einige Stromanbieter dynamische Stromtarife. So kann ein Haushalt z. B. gegen eine feste monatliche Gebühr die Day-Ahead-Strompreise zum Einkaufspreis auf der Strombörse angeboten bekommen. Mit einem Energiemanagementsystem lässt sich in diesem Fall die eigene Flexibilität für den kostenoptimalen Strombezug nutzen. Eine Vermarktung der Flexibilität auf den sogenannten Flexibilitätsmärkten ist ebenso umsetzbar, sowohl für aggregierte als auch für einzelne Haushalte. Diese Art der Vermarktung wurde bisher allerdings nur im Rahmen unterschiedlicher Pilotprojekte umgesetzt. Für eine breitere Nutzung muss zuvor der regulatorische Rahmen geschaffen werden. Ähnliche Bedingungen gelten auch für die P2P-Märkte. Die Teilnahme ist für aggregierte und einzelne Verbraucher oder Prosumer möglich. Obwohl bereits mehrere erfolgreiche P2P-Anbieter in Deutschland vorhanden sind, ist eine breitere Nutzung des P2P-Konzeptes erst in den kommenden Jahren zu erwarten. Die Voraussetzungen hierfür sind der Ausbau der intelligenten Messsysteme, die zunehmende Installation privater PV-Anlagen im Haushaltsbereich und der regulatorische Rahmen, der den Anschluss und Betrieb vor allem für private Nutzer erleichtert.

IV. SMGW ALS ENABLER DER INTELLIGENTEN STEUERUNG

Durch den beginnenden Ausbau einer Advanced Metering Infrastructure (AMI) in Deutschland wurde der Grundstein für eine zunehmende Digitalisierung und damit einer möglichen Flexibilisierung der deutschen Niederspannungsnetze gelegt. Der zentralen Kommunikationseinheit SMGW kommt dabei unter Einhaltung sehr hoher Sicherheitsstandards bezüglich Hard- und Software, sowie der verschlüsselten Kommunikation der involvierten Teilnehmer die Funktion der Daten- und Signalaustauschplattform zu [38 – 40]. ABBILDUNG 4 zeigt die durch das SMGW verbundenen Netze. Im Wide-Area-Network (WAN) befinden sich die externen

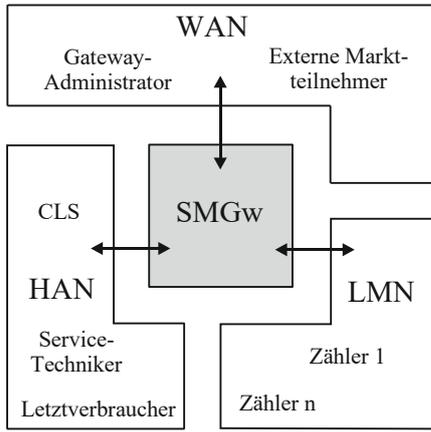


ABBILDUNG 4: SMGW UND VERBUNDENE NETZE MIT TEILNEHMENDEN MARKTPARTNERN AUS [45].

Marktteilnehmer (EMT) und der Gateway-Administrator, während sich im Home Area Network (HAN) der Letztverbraucher und seine smarten steuerbaren Controllable Local Systems (CLS) befinden, die direkt über die Funktionalität des transparenten Datenkanals des SMGWs mit zertifizierten aktiven EMTs verbunden werden können. Im Gegensatz dazu haben passive EMT lediglich eine Berechtigung, Messwerte über das SMGW zu erhalten. Eine Berechtigung zum Zugriff auf CLS besitzen passive EMT nicht. Im dritten Netzwerk, dem Local Metrological Network (LMN), sind die Zähler für elektrische Energie oder andere Sparten in die SMGW Infrastruktur eingebunden. Für jedes Netzwerk sind bestimmte Anwendungsfälle durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik definiert worden, die in Verbindung mit Kommunikationsszenarien das Leistungsspektrum des SMGWs bestimmen. Für das WAN sind 7 Anwendungsfälle definiert worden. Als Beispiel lässt sich WAF6 nennen, der die Kommunikation eines EMT mit einem CLS definiert und in den folgenden Erläuterungen den zentralen Ansatzpunkt bietet [39].

Die grundsätzlichen Zielsetzungen marktlicher Steuerungseingriffe von Aggregatoren in das Erzeugungs- oder Verbrauchsverhalten von Anlagen liegen in einer Reduzierung der Kosten für den Bezug von Energie oder einer Gewinnmaximierung durch das Angebot von Energie an verschiedensten in Kapitel II aufgeführten Marktplätzen [41]. Dabei stellt die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Leistung $P_{flex,i}$ für Managementmaßnahmen während einer konkreten Zeitspanne $i \in \{1, I\}$ als Differenz zwischen maximal möglichem Leistungsbezug $P_{max,i}$ und minimalem Leistungsbezug $P_{min,i}$ noch immer eine große Herausforderung dar. Insbesondere wenn haushaltsbezogene Geräte implementiert werden. Gleichung (1) zeigt diesen Zusammenhang beispielhaft. Die Ursache für diese noch immer anspruchsvolle Aufgabe kann unter dem Begriff der Unsicherheit zusammengefasst werden.

$$P_{flex,i} = P_{max,i} - P_{min,i}, \forall i \in I \quad (1)$$

Diese Unsicherheit im Bereich der Echtzeitanwendungen entsteht durch Prognoseabweichungen bei dynamischen Parametern, durch sich verändernde Status der Geräte, dem Endnutzerverhalten und Umgebungsbedingungen, die den Betrieb der Geräte beeinflussen [42]. In [43] wurde eine Methode zur Ermittlung der lokalen Flexibilität mit Hilfe eines Power Management Systems (PMS) vorgestellt, das die Möglichkeiten der SMGW Infrastruktur zur Kommunikation

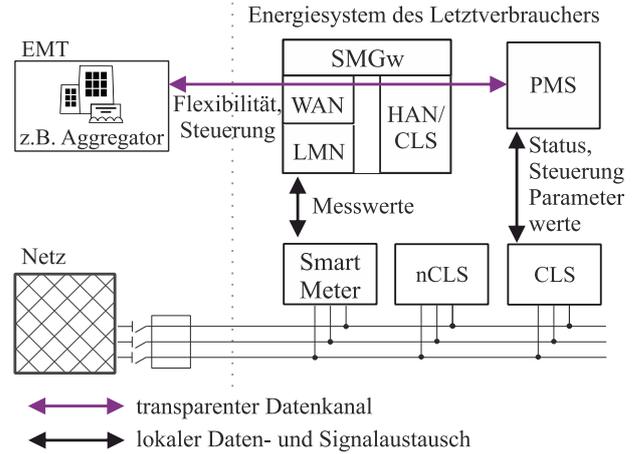


ABBILDUNG 5: MÖGLICHE IMPLEMENTIERUNG EINER FLEXIBILITÄTSKOMMUNIKATION UND -STEUERUNG IN DIE SMGW-INFRASTRUKTUR. DER EXTERNE MARKTTILNEHMER ERHÄLT DIE FLEXIBILITÄTSINFORMATIONEN ÜBER DEN TRANSPARENTEN DATENKANAL, DER DAS WIDE AREA NETWORK MIT DEN CONTROLLABLE LOCAL SYSTEMS VERBINDET. DAS POWER MANAGEMENT SYSTEM REALISIERT DIE VERÄNDERUNG DES LEISTUNGSBEZUGES ANHAND DES EMT-SIGNALS, GEMÄß [43].

zwischen CLS und Aggregatoren als aktive EMT nutzt. ABBILDUNG 5 zeigt die mögliche Implementierung in die vorhandene SMGW Infrastruktur.

Mit Hilfe der Berechnung des lokalen Flexibilitätspotenzials eines Energiesystems $m \in \{1, M\}$ während eines Intervalls i und CLS-spezifische Eingaben durch den Letztverbraucher in das PMS wird eine Flexibilitätsmatrix befüllt. Dabei kann zwischen unique und operation-oriented Inputs unterschieden werden. Als unique Inputs sind die Kapazität eines genutzten EVs oder die Ladeleistung der installierten Ladeeinrichtung zu nennen. Bezogen auf ein EV ist ein operation-oriented Input die vom Letztverbraucher hinterlegte für einen spezifischen Ladeprozess anzuwendende Endzeit des Ladeprozesses. Alle berechneten Einzelflexibilitäten der CLS $d \in \bar{D}$ fließen in eine Matrixdarstellung ein, die die Form von Gleichung (2) unter Verwendung von (3) annimmt. Die Menge der CLS \bar{D} beinhaltet dabei alle CLS, deren Betriebsparameter und Verhalten zu einem Beitrag während eines Flexibilitätsereignisses führt, da nicht alle hinterlegten CLS durchgängig ihre Flexibilität zur Verfügung stellen können [43].

$$P_{m,flex,i} = \begin{bmatrix} P_{1,1,i} & P_{1,2,i} & \dots & P_{1,J,i} \\ P_{2,1,i} & P_{2,2,i} & \dots & P_{2,J,i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N,1,i} & P_{N,2,i} & \dots & P_{N,J,i} \end{bmatrix}, \forall m \in M, \forall i \in I \quad (2)$$

mit

$$P_{n,j,i} = \sum_{\bar{D}} P_{d,n,j,i} \quad (3)$$

Während nun die Reihe $n \in \{1, N\}$ den Beginn eines möglichen Flexibilitätsereignisses angibt, wird in Zeile $j \in \{1, J\}$ die Dauer des Events festgehalten. Mit Hilfe der Wahl einer geeigneten Länge des Zeitintervalls zwischen zwei möglichen Flexibilitätsereignissen t_{es} ergibt sich dann die mögliche Startzeit $t_{flex,start}$ und Länge eines beliebigen Flexibilitätsereignisses zu:

$$t_{flex,start} = \left(\left\lfloor \frac{i}{t_{es}} \right\rfloor + n \right) \cdot t_{es} \quad (4)$$

$$t_{flex,dauer} = j \cdot t_{es} \quad (5)$$

Unter der Annahme, dass $t_{es} = 15$ min und die Matrix Leistungswerte in kW beinhaltet, besagt das Matrixelement an der Stelle $P_{2,8,960} = 2$ für $I = 1440$, dass eine potenzielle Leistungsreduzierung von 2 kW ab 16:30 Uhr ($t_{flex,start} = \left(\frac{960}{t_{es}} \right) \cdot t_{es} = 66 \cdot t_{es}$ min) für eine Dauer von 120 min ($t_{flex,dauer} = 8 \cdot t_{es} = 120$) realisiert werden kann. Durch die Zusammenfassung der Flexibilitätsmatrizen aller beteiligter Energiesysteme in einer zusätzlichen Abstraktionsschicht zum Aggregator, erhält der Aggregator Einblick in das gesamte Flexibilitätspotenzial in seinem System, ohne genaue Kenntnis über Betriebsparameter, Nutzungsprofile oder genutzte Geräte zu haben. Der hohen Relevanz der Datensicherheit wird somit Rechnung getragen. Der Methodik zur Integration eines EVs in das PMS nach [43] folgend ergibt sich eine Flexibilitätsmatrix gemäß Gleichung (6). Aufgrund eines hohen Marktpreises an der Strombörse entscheidet sich der Aggregator dazu, ein Angebot zu platzieren. Dargestellt für ein Endnutzer Energiesystem m ergibt sich ABBILDUNG 6.

$$P_{m,flex+,1275} = \begin{bmatrix} 4,7 & 4,7 & 4,7 & 4,7 & 4,7 & 4,7 \\ 3,7 & 3,7 & 3,7 & 3,7 & 3,7 & 3,7 \\ 3,1 & 3,1 & 3,1 & 3,1 & 3,1 & 3,1 \\ 2,1 & 2,1 & 2,1 & 2,1 & 2,1 & 2,1 \end{bmatrix} \quad (6)$$

ABBILDUNG 6 OBEN zeigt, der Methodik aus [44] folgend, den zeitlichen Verlauf der Leistungsaufnahme des hier modellierten Haushaltes. Der rot gekennzeichnete Bereich zeigt das vom Aggregator gewählte Flexibilitätsevent beginnend ab 21:30 Uhr mit einer Dauer von 90 Minuten. Die erwartete Reduzierung der Leistung wurde mit 4,7 kW übermittelt. Der Anteil der tatsächlich realisierten

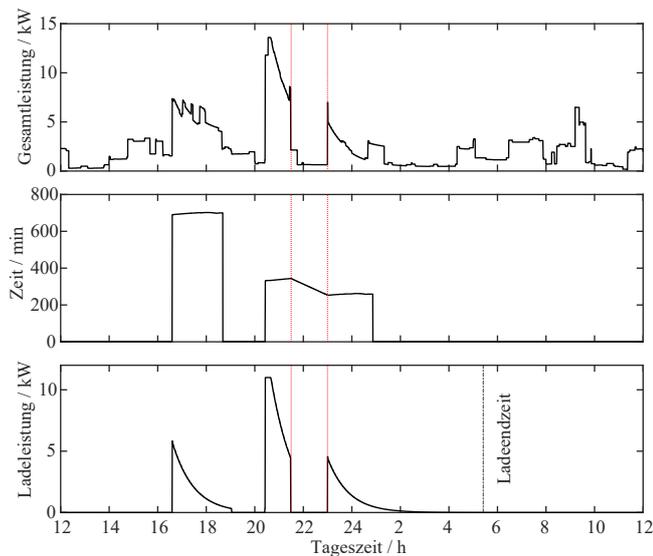


ABBILDUNG 6: LEISTUNGSBEDARF DES SIMULIERTEN HAUSHALTES FÜR 24 STUNDEN BEGINNEND UM 12 UHR MITTAGS (OBEN), DIE ENTWICKLUNG DER ZEITLICHEN FLEXIBILITÄT DES EVs BASIEREND AUF ENDNUTZER-EINGABEN ZUR LADEENDZEIT (MITTE) UND DER LEISTUNGSBEZUG DES EVs (UNTEN) MIT LADEENDZEIT UND FLEXIBILITÄTSEVENT (ROT GEKENNZEICHNETER BEREICH).

Leistungsreduzierung durch das EV liegt bei 4,5 kW (ABBILDUNG 6 UNTEN), wodurch sich eine Abweichung von 4,3 % ergibt. Diese Abweichung entsteht durch die komplexitätsreduzierte Vorberechnung des Ladeprozesses innerhalb des PMS nach [43]. ABBILDUNG 6 MITTE zeigt die vorhandene zeitliche Flexibilität des EVs durch die Festlegung einer Ladeendzeit durch den Letztverbraucher. Der leichte Anstieg der zeitlichen Flexibilität entsteht ebenfalls aufgrund der vereinfachten Vorberechnung des Ladeprozesses.

Die dem Aggregator zugänglich gemachte Flexibilität kann somit mit deutlich reduzierter Unsicherheit abgerufen und an existierenden Flexibilitätsmärkten genutzt werden. Das aufgezeigte Verfahren erfüllt durch die Nutzung der SMGW Infrastruktur und durch die Aggregation der Einzelflexibilitäten die hohen Anforderungen an die Daten- und Cybersicherheit.

V. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurden die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitäten seitens der Verbraucher zusammengefasst. Dabei wurden die Markteigenschaften und die Struktur sowie die Voraussetzungen für die Teilnahme untersucht. Der Fokus lag beim Regelleistungsmarkt, bei ab- und zuschaltbaren Lasten sowie beim Strommarkt, Flexibilitätsmarkt und P2P-Markt. Für alle genannten Vermarktungsmöglichkeiten wurde die Umsetzbarkeit im Haushaltsbereich, für einen Haushalt mit flexiblen Verbrauchern und einem Elektrofahrzeug, untersucht.

Eine Voraussetzung für die Nutzung der Verbraucherflexibilität ist der Aufbau intelligenter Messsysteme. In diesem Beitrag wurde die Rolle des SMGWs als Enabler der intelligenten Steuerung bei Verbrauchern im Niederspannungsnetz analysiert und zusammengefasst. Eine mögliche Implementierung der Kommunikation und Steuerung mit der SMGW Infrastruktur wurde am Beispiel eines Haushalts dargestellt. Zusätzlich wurden die Berechnung und aktive Nutzung der Flexibilität in diesem Beispielhaushalt demonstriert.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Electrify Buildings for EVs (ELBE)“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (FKZ: 01MZ18014F).

LITERATUR

- [1] Ernst & Young, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung und Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, „Gutachten: Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung,“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [2] r2b energy consulting, „Strommarktdesign der Zukunft,“ im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2015.
- [3] Consentec, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland,“ im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, 2020.
- [4] SMARD - Strommarktdaten für Deutschland, Informationsplattform der Bundesnetzagentur, „Regelmarkt gestartet,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/196354>. [Zugriff am 3.8.2021].
- [5] www.regelleistung.net, „Anbieterliste (Stand: 1.4.2021),“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/>. [Zugriff am 4.8.2021].
- [6] W.-P. Schill, M. Niemeier, A. Zerrahn und J. Diekmann, „Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge:

- Modellrechnung für Deutschland im Jahr 2035,“ in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heidelberg, Springer, 2016, S. 73-87.
- [7] M. Richter und T. Hartkopf, „Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/XNTFCUYFUV-110201413557-IPJDTOWQKM.pdf> [Zugriff am 4.8.2021].
- [8] Fraunhofer IWES, LichtBlick SE, SMA Solar Technology AG, Volkswagen AG, „Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES,“ 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/INEES_Abschlussbericht.pdf. [Zugriff am 4.8.2021].
- [9] G. Göhler, C. Schmaus und A. Kllingler, „Metastudie: Netzbelastung und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge,“ Universität Stuttgart, Stuttgart, 2019.
- [10] Energiewirtschaftliches Institut an der Unviersität zu Köln, Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) , „Status-Quo-Analyse und Metastudie: Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität,“ 2019.
- [11] TÜV Rheinland Consulting GmbH und Institut für Innovation und Technik in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize,“ Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020.
- [12] R. Schmidt, E. Schnittmann, J. Meese, B. Dahlmann, M. Zdrallek und T. Armonoit, „Revenue-optimized Marketing of electric Vehicles’ Flexibility Options,“ in *Internationaler ETG-Kongress 2019*, Esslingen Am Neckar, 2019.
- [13] I. Naharudinsyah und S. Limmer, „Optimal Charging of Electric Vehicles with Trading on the Intraday Electricity Market,“ *energies*, Bd. 11, S. 1416, 2018.
- [14] T. Kern, P. Dossow und S. von Roon, „Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets,“ *energies*, Bd. 13, S. 5812, 2020.
- [15] D. Schwabender, C. Corinaldesi, G. Lettner und H. Auer, „Business cases of aggregated flexibilities in multiple electricity markets in a European market design,“ *Energy Conversion and Management*, Bd. 230, 2021.
- [16] A. Ahmad, A. Khan, N. Javaid, H. M. Hussain, W. Abdul, A. almogren, A. Alamri und I. A. Niazi, „An Optimized Home Energy Management System with Integrated Renewable Energy and Storage Resources,“ *energies*, Bd. 10, p. 549, 2017.
- [17] R. Lu, S. H. Hong und M. Yu, „Demand Response for Home Energy Management Using Reinforcement Learning and Artificial Neural Network,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Bd. 10, Nr. 6, pp. 6629-6639, 2019.
- [18] Fronius International GmbH, „lumina - Ökostrom zum Börsenpreis,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fronius.com/de-de/germany/solarenergie/eigenheim/produkte-und-loesungen/lumina-strom>. [Zugriff am 11.8.2021].
- [19] Tibber Deutschland GmbH, „Strom zum Einkaufspreis,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://tibber.com/de>. [Zugriff am 11.8.2021].
- [20] S. Faller und A. Z. A. Bogensperger, „Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/956-flexibilit%C3%A4t-in-der-niederspannung-plattform-oder-eigenes-system>. [Zugriff am 1.9.2021].
- [21] J. Radecke, J. Hefeke und H. Lion, „Markets for Local Flexibility in Distribution Networks,“ BW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2019.
- [22] Ecofys Germany und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap,“ Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.
- [23] B. L. O. Haller, A. Reuter und N. Spengler, 1,5 ° Csellsius: Energiewende zellulär - partizipativ - vielfältig umgesetzt, Stuttgart, Deutschland: Hansadruck und Verlag GmbH + Co KG, 2020.
- [24] A. Zeiselmaier, S. Köppl, T. Estermann, N. Lehmann, E. Kraft und N. Klemp, „Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF),“ in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT)*, Wien, Austria, 2019.
- [25] E. AG, „enera Projektmagazin: Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektmagazin.pdf>. [Zugriff am 3.9.2021].
- [26] WindNODE Project, „www.windnode.de,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.windnode.de/handlungsfelder/flexibilitaetenmarkt-und-regulierung/>. [Zugriff am 7.9.2021].
- [27] „www.enko.energy,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enko.energy/enko-konzept/>. [Zugriff am 7.9.2021].
- [28] J. P. Chaves, M. Troncia und C. D. W. G. Silva, „OneNet - one network for Europe: Overview of market designs for the procurement of system services by DSos and TSOs,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://onenet-project.eu/public-deliverables/>. [Zugriff am 7.9.2021].
- [29] O. Valarezo, T. Gomez, J. P. Chaves-Avila, L. Lind, M. Correa, D. U. Ziegler und R. Escobar, „Analysis of New Flexibility Market Models in Europe,“ *energies*, Bd. 14, Nr. 12, p. 3521, 2021.
- [30] J. Antoni und J. Selinger, „Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick,“ IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., 2019.
- [31] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Peer-to-Peer Electricity Trading, Innovation Landscape Brief,“ 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Peer-to-peer_trading_2020.pdf? [Zugriff am 8.9.2021].
- [32] M. Kreuzburg, „Rechtliche und marktorganisatorische Anforderungen an den P2P-Stromhandel,“ FSBC Working Paper, Frankfurt School, Blockchain Center, 2018.
- [33] Y. Ninomiya, A. S. J. Sasakawa und S. Thomas, „Peer-to-Peer (P2P) electricity trading and Power Purchasing Agreements (PPAs); Part 2 of the GJETC Study on Digitalisation and the Energy Transition,“ *German Japanese Energy Transition Council*, 2020.
- [34] „www.enyway.com,“ [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9.2021].
- [35] „www.talmarkt.wsw-online.de,“ [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9.2021].
- [36] „www.sonnengroup.com,“ [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9.2021].
- [37] S. Rijkers-Defrasne, T. von Versen und N. Malanowski, „Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick,“ Hans-Böckler-Stiftung, Dusseldorf, 2021.
- [38] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Certificate Policy der Smart Metering PKI,“ 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/PKI_Certificate_Policy.pdf [Zugriff am 11.8.2021].
- [39] Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Version 1.0.1,“ 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>. [Zugriff am 11.8.2021].
- [40] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, Germany, 2020.
- [41] L. Herre, S. Kazemi und L. Söder, „Quantifying flexibility of load aggregations: impact of communication constraints on reserve capacity,“ *IET gener. transm. distrib.*, Bd. 14, Nr. 22, S. 5211-5218, 2020.
- [42] J. Mathieu, M. G. Vaya und G. Andersson, „Uncertainty in the flexibility of aggregations of demand response resources,“ in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2013.
- [43] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart grid Power Management Interface for Use of short-term flexibility,“ in *9th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, Setubal, Portugal, 2021.

- [44] E. Avdevičius, F. Heider, M. Eskander und D. Schulz, „Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Applications,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, Germany, 2021.
- [45] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Management,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz 2020, Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger – Netze, Speicher, Sektorenkopplung*, Bd. 2, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr, 2020.

Aufbau und Optimierung von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen

Mina Eskander*, Amra Jahic, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
 Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *mina.eskander@hsu-hh.de

Toralf Müller*, Nina Zeun, Ole Hoffmann
Abteilung für Elektromobilität
Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH
 Hamburg, Deutschland
 *toralf.mueller@vhhbus.de

Kurzfassung – Zur nachhaltigen Senkung von Treibhausgasemissionen hat der Senat der Freien und Hansestadt Hamburg den Hamburger Busverkehrsunternehmen vorgegeben, ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse zu beschaffen. Eine Umstellung des Verkehrs auf emissionsfreie Antriebe ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur Erfüllung der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Dieser Beitrag fokussiert sich auf die Umstellung der Hamburger Nahverkehrsbusse auf Elektrobusse. Insgesamt sind bis 2030 neun elektrische Busbetriebshöfe geplant. Das Hamburger Busverkehrsunternehmen Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN) beginnt die Umstellung mit dem Bau eines komplett neuen Busbetriebshofs in Alsterdorf. Die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) starten hingegen mit der Um- bzw. Ausrüstung eines bestehenden Busbetriebshofs in Bergedorf. Die Wissenschaftliche Begleitforschung „WiBeFo“ als Ergänzung zu den Vorhaben der zwei Industriepartner HOCHBAHN und VHH erfolgte durch die Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) Hamburg. Dieser Beitrag beschäftigt sich mit mehreren Möglichkeiten, um eine optimierte Auslegung der Ladeinfrastruktur zu erreichen. Dabei bestehen die Ziele der Optimierung darin, die Gesamtkosten des Systems unter Sicherstellung des Betriebs zu reduzieren und die Betriebskosten zu minimieren.

Stichworte – *Ladeinfrastrukturkonzepte, E-Busse, technische Bewertung, Übertragbarkeit, Busbetriebshöfe, Wirtschaftlichkeit*

NOMENKLATUR

E-Bus	Elektrobus
FIFO	First In, First Out
HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
VHH	Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH
TCO	Total Cost of Ownership
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen
DWD	Deutschen Wetterdienstes
MIQP	Mixed Integer Quadratic Programming

BMVI Bundesministeriums für Verkehr und
Digitale Infrastruktur

I. EINLEITUNG

Eine Elektrifizierung der Busflotten bringt viele Herausforderungen unterschiedlicher Natur mit sich. Auf der technischen Seite muss die entsprechende Ladeinfrastruktur ausgelegt werden. Dabei sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen, wie z. B. Planung und Auslegung der elektrischen Komponenten aber auch die Sicherung der Zuverlässigkeit und Ausfallsicherheit. Andererseits muss auch das entsprechende Managementsystem entwickelt werden, wie z. B. das Last- und Lademanagement, die Disposition sowie die Umlaufplanung. Dies soll dazu dienen, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb sicherzustellen. Zusätzlich soll die gesamte Umstellung kostenoptimiert erfolgen.

Im Zuge der Umstellung auf Elektrobusse in Hamburg beschäftigt sich dieser Beitrag mit der Erforschung von verschiedenen Aspekten, die eine Umstellung effizienter und optimaler gestalten. Dabei werden die zwei unterschiedlichen Ladeinfrastrukturkonzepte der HOCHBAHN und der VHH bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz erforscht. Die technische Betrachtung der beiden Konzepte und die Umsetzung der Optimierungsvorschläge können zu einer konzeptionellen Sicherung der Übertragbarkeit der Lösungen auf andere Busbetriebshöfe beitragen. Außerdem ermöglichen die Erfahrungen und die gesammelten Erkenntnisse von der Umstellung auf Elektrobusse in Hamburg die Abschätzung der Auswirkungen einer deutschlandweiten Umstellung auf Elektrobusse auf das Energieversorgungssystem. Dieser Beitrag beschäftigt sich prinzipiell mit der Konzepterstellung von Busbetriebshöfen. Die hier gezeigten Ergebnisse werden sich auf Basis der Endplanung von Umläufen anpassen. Die wissenschaftlichen und technischen Ziele der Begleitforschung wurden wie folgt definiert:

- Ziel 1: Untersuchung und technische Bewertung des Ladeinfrastrukturkonzeptes.
- Ziel 2: Modellbildung und Simulation des Ladeinfrastrukturkonzeptes zur Ermittlung von Kenngrößen für übertragbare technische Konzepte.
- Ziel 3: Bewertung der erreichten Lösungen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Effizienz sowie der Klimaschutzwirkungen.

- Ziel 4: Sicherung der Übertragbarkeit auf andere Nutzer.
- Ziel 5: Abschätzung der Auswirkungen auf das deutsche Energiesystem.

In Kapitel II werden zunächst die zwei Konzepte der Busbetriebshöfe in Alsterdorf und Bergedorf vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse für die einzelnen oben genannten Ziele des Projekts gezeigt. Dabei haben die vorgeschlagenen Algorithmen dazu beigetragen, das System zu optimieren.

II. UNTERSCHIEDLICHER ASPEKTE UND FORSCHUNGSERGEBNISSEN

Zunächst werden die technischen Konzepte der Busbetriebshöfe in Alsterdorf und in Bergedorf betrachtet. **ABBILDUNG 1** stellt das Ladeinfrastrukturkonzept des Busbetriebshofs in Alsterdorf dar. Der Busbetriebshof wird durch einen 110 kV-Anschluss versorgt. Die Spannung wird durch die 110/20 kV- und 20/0,4 kV-Transformatoren umgewandelt. Insgesamt besteht der Busbetriebshof aus sechs Carports. Eine Reserveverbindung mit dem benachbarten U-Bahnnetz zur Notstromversorgung sorgt für höhere Zuverlässigkeit des Systems bei möglichen Ausfällen [1].

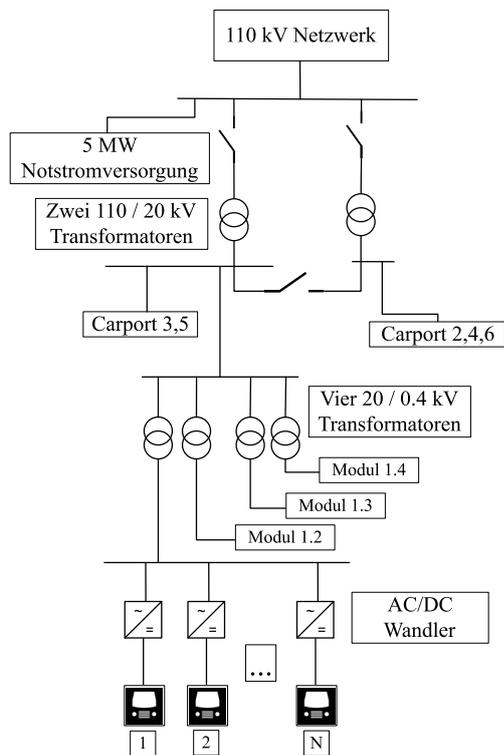


ABBILDUNG 1: KONZEPT DER LADEINFRASTRUKTUR DER HOCHBAHN IN ALSTERDORF [2].

Der Aufbau des Ladeinfrastrukturkonzepts des Busbetriebshofs Bergedorf ist in **ABBILDUNG 2** aufgezeigt. Dieses besteht aus acht Kompaktstationen. Die Kompaktstation stellt das Prinzip der zentralen Umwandlung dar. Die Station besteht aus einem Transformator, zwei Umrichter-Stationen und den Ladegeräten für 16 Busse. Wie gezeigt, sind die Transformatoren miteinander im Ring verschaltet. Der stationäre Batteriespeicher (495 kWh) kann für die Notstromversorgung dienen. Für eine gewisse Redundanz sind zwei Wandler pro Kompaktstation für die Spannungsumwandlung eingeplant.

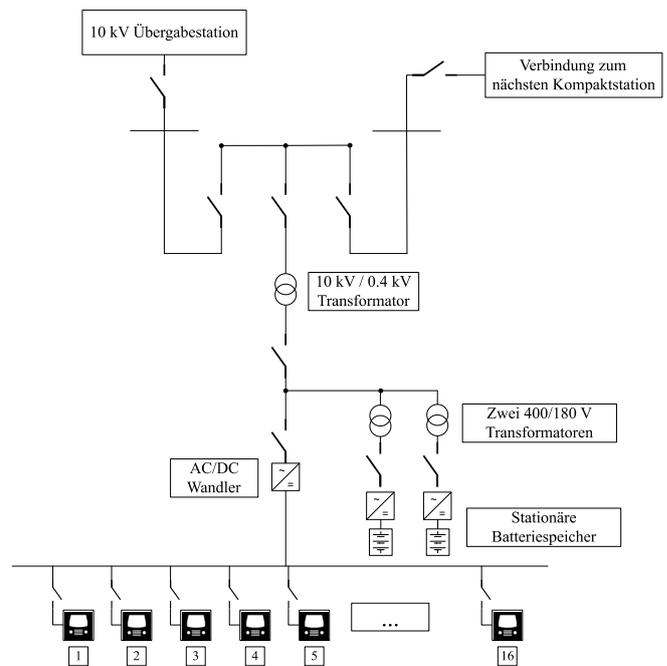


ABBILDUNG 2: KONZEPT DER LADEINFRASTRUKTUR DER VHH IN BERGEDORF [2].

A. Untersuchung und technische Bewertung des Ladeinfrastrukturkonzepts

Der Fokus der Analyse liegt auf der Ausfallsicherheit und der Notstromversorgung der Busbetriebshöfe. Als Methode wird die „N-1-Zuverlässigkeit“ umgesetzt. Dabei wurde die Methodik auf verschiedenen Ebenen erforscht. Erstens wird die Konsequenz einer ausgefallenen Ladesäule auf den zwei Busbetriebshöfen in Hamburg betrachtet. Anschließend wurde diese Betrachtung auf andere Komponenten erweitert, um die N-1-Ausfallszenarien der Transformatoren, Umrichter, Busse usw. zu bewerten. Die Autoren in [3] haben bei der Zuverlässigkeit von elektrischen Bussen zwischen verschiedenen Herstellern unterschieden, dies wurde hier nicht betrachtet. In [4] haben die Autoren zwei Optimierungsmodelle zur Berechnung der Worst-Case-Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Ausfalls in einem Kraftübertragungssystem entwickelt.

Im vorliegenden Beitrag wurden unterschiedlichen Ausfallszenarien untersucht. Dabei wurden die Fehler durch die ansteigende Anzahl von ausgefallenen Ladesäulen abgebildet. Das simuliert nicht nur den Ausfall einer Ladesäule, sondern auch den Ausfall von mehreren Ladesäulen, der z. B. durch einen Transformator-Fehler entstehen könnte. Als Resultat wird die Relation zwischen der Anzahl der ausgefallenen Ladesäulen und der Anzahl der ausgefallenen Busse bzw. Strecken ermittelt. Anschließend wurden die Berechnungen für Ausfallszenarien der Transformatoren, Umrichter und Kabel in Verbindung mit dem Ausfall von mehreren Ladesäulen durchgeführt. Wie in **ABBILDUNG 3** gezeigt, ist die Anzahl der ausgefallenen Busse im Verhältnis zu den Ladesäulen kontinuierlich gestiegen. Die Ursache des ungleichmäßigen Anstiegs ist, dass die Busse unterschiedliche Routen fahren und dementsprechend unterschiedliche Ladezeiten belegen. In **ABBILDUNG 4** wird auch die Anzahl der betroffenen Busse sowie der Schweregrad des Ausfalls gezeigt. Der Schweregrad ist als das Verhältnis zwischen der Anzahl der ausgefallenen Ladesäulen und der Anzahl der betroffenen Busse definiert. Es ist in der

Abbildung zu erkennen, dass der Schweregrad mit der Anzahl der ausgefallenen Ladesäulen ansteigt. Der Busbetriebshof der HOCHBAHN verfügt über eine Notstromversorgung durch das 10-kV-Netz, das das naheliegende U-Bahn-Unterwerk mit einer Leistung von bis zu 5 MW versorgt. Es können noch weitere 5 MW zur Verfügung gestellt werden, aber mit negativen Effekten auf den Betrieb des U-Bahn-Netzes. Demgemäß wurde die verfügbare Ladeleistung für das System auf 5 MW limitiert. Beim Einsatz der Notstromversorgung bzw. der Leistungsbegrenzung werden beim Laden diejenigen Busse bevorzugt, die das Laden für die geplanten Strecken unbedingt benötigen.

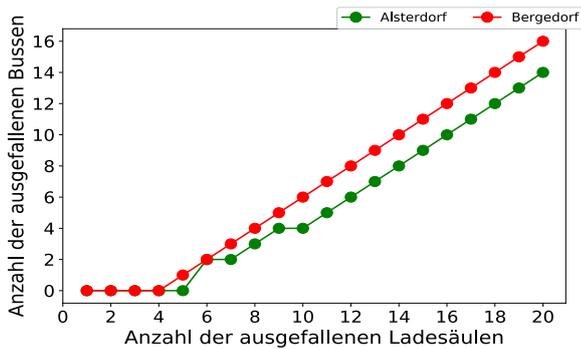


ABBILDUNG 3: ANZAHL DER AUSGEFALLENEN LADESÄULEN IM VERHÄLTNIS ZU DER ANZAHL DER AUSGEFALLENEN BUSSE [2].

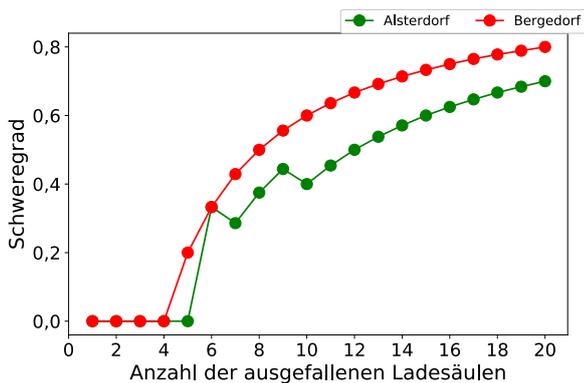


ABBILDUNG 4: ANZAHL DER AUSGEFALLENEN LADESÄULEN IM VERHÄLTNIS ZUM SCHWEREGRAD [2].

Wie in der ABBILDUNG 5 gezeigt, ist das Lastprofil am Netzanschlusspunkt berechnet. Bei der VHH, wurde ein 2nd-Life-Batteriespeicher eingesetzt. Die Batterie kann eine Gesamtleistung von $2 \times 420 \text{ kW}$ und eine Kapazität von 495 kWh liefern. Wie in ABBILDUNG 6 gezeigt, konnten die Ladevorgänge für eine gewisse Zeit ohne Fehler durchgeführt werden [2]. Dabei konnten sich die Ladevorgänge über die Zeit, mithilfe der 5 MW des U-Bahn-Netzes ohne den Betrieb zu beeinflussen, verschieben. Beim Einsatz der stationären Batterie konnten die Busse trotz ausgefallener Ladesäulen für gewisse Zeit geladen werden. Dabei reichte die Kapazität der Batterie für eine Ladezeit von 28 Minuten bis 2,5 Stunden. Eine detaillierte Analyse elektrischer Busbetriebshöfe benötigt die Entwicklung von geeigneten Simulationsmodellen. Die Modelle müssen unterschiedliche technische und betriebliche Aspekte eines Busbetriebshofs realistisch simulieren können.

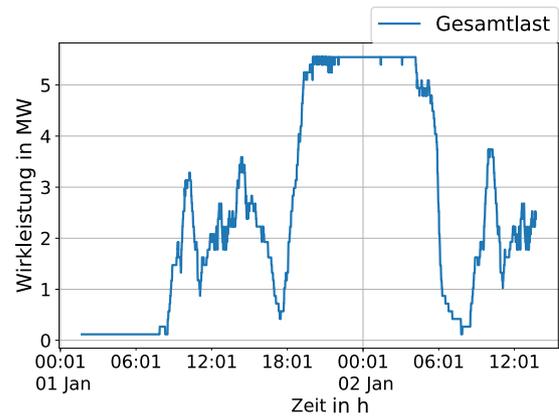


ABBILDUNG 5: LASTPROFIL AM NETZANSCHLUSSPUNKT FÜR DEN BUSBETRIEBSHOF ALSTERDORF IM FALL DER ALLEINIGEN VERSORGUNG VON DER U-BAHN-NOTSTROMVERSORGUNG [2].

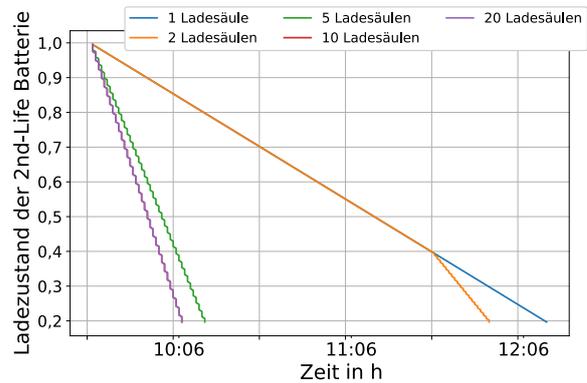


ABBILDUNG 6: LADEZUSTAND DER 2-ND-LIFE-BATTERIE AUF DEM BUSBETRIEBSHOF BERGEDORF FÜR UNTERSCHIEDLICHE ANZAHL DER AUSGEFALLENEN LADESÄULEN [2].

B. Modellbildung und Simulation der Ladeinfrastrukturkonzepte

Hierfür wurde an der HSU eine Co-Simulationsplattform unter dem Namen „Bus-Depot-Simulator“ entwickelt. Die Plattform basiert auf den Softwarepaketen PowerFactory und Python und ermöglicht Modellierungen und Simulationen von unterschiedlichen Modulen, wie z. B. Elektrobussen, elektrischer Infrastruktur, Betrieben (Umläufen), Abläufen auf dem Busbetriebshof, Umgebungen (Wetter, Verkehr) und Managementsystemen (Disposition, Last- und Lademanagement oder Umlaufzuweisung) [5]. Die ABBILDUNG 7 zeigt das Simulationskonzept in einem Flussdiagramm und die Interaktion zwischen den zwei Softwarepaketen.

Mithilfe der unterschiedlichen Module ist es möglich, den ganzen Betrieb auf einem elektrischen Busbetriebshof zu simulieren und dadurch verschiedene Analysen durchzuführen. Dabei sind technische Analysen möglich, wie z. B. eine Analyse der elektrischen Komponenten hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit, Ausfallsicherheit und Notstromversorgung oder Worst-Case-Analysen wie extreme Wetterbedingungen, Verspätungen oder Ausfälle und deren Einfluss auf den Busbetrieb. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Möglichkeit zur Analyse unterschiedlicher Last- und Lademanagementsysteme und ihrer Auswirkung auf die Ladeinfrastruktur, den Netzbetrieb und die Verfügbarkeit der Busflotte. Last- und Lademanagement spielt eine sehr wichtige Rolle. Einerseits ist

das Management sehr wichtig für die Integration der Busbetriebshöfe in das elektrische Netz, da unkontrolliertes Laden zu einer hohen Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen und dadurch zur möglichen Überlastung des Netzes führen kann. Andererseits ist das Management auch für den Betrieb und die Komponenten auf dem Busbetriebshof selbst wichtig. Mit dem Last- und Lademanagement kann gewährleistet werden, dass alle Busse genügend Energie für die geplanten Umläufe haben, dass die Komponenten auf dem Busbetriebshof nicht überlastet werden, oder dass die Ladeprozesse zusätzlich noch batterieschonend sind.

Mit dem „Bus-Depot-Simulator“ kann unter anderem das Lastreduzierungspotenzial der analysierten Busbetriebshöfe untersucht werden. Dabei werden unterschiedliche Algorithmen und Ansätze berücksichtigt. Die ABBILDUNG 8 zeigt die Lastprofile für die zwei analysierten Busbetriebshöfe beim sofortigen Laden und bei der Anwendung zweier unterschiedlicher Steuerungsalgorithmen für die Reduzierung der Lastspitze. Für den Busbetriebshof Alsterdorf wird durch die Optimierung ein Lastreduzierungspotenzial von bis zu 27,1 % möglich. Dies entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 28,18 %. Für den Busbetriebshof Bergedorf wird andererseits bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von bis zu 18,29 % ein Lastreduzierungspotenzial von bis zu 50,43 % möglich [6]. Der große Unterschied im Potenzial für die Lastreduzierung zwischen den Busbetriebshöfen Bergedorf und Alsterdorf liegt an der Art der Vorkonditionierung. Während in Alsterdorf die Busse elektrisch vorkonditioniert werden, sind in Bergedorf fossile Heizungssysteme im Einsatz.

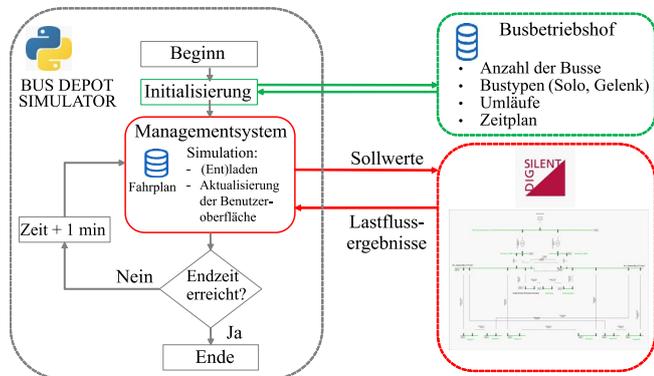


ABBILDUNG 7: FLUSSDIAGRAMM DER CO-SIMULATION DES BUS DEPOT SIMULATORS MIT DER DIGSILENT-PYTHON SCHNITTSTELLE.

Zusätzlich werden, basierend auf der Dauer des Ladevorgangs, drei unterschiedliche Konzepte für das Laden untersucht: nicht-unterbrechbare, quasi-unterbrechbare und unterbrechbare Ladevorgänge werden für den Busbetriebshof Alsterdorf in ABBILDUNG 9 gezeigt. Bei dem quasi-unterbrechbaren Konzept darf der Ladevorgang abgekurzt aber nicht unterbrochen werden. Der Bus wird in diesem Fall nicht vollgeladen, muss aber trotzdem genug Energie für den nächsten geplanten Umlauf haben. Bei dem unterbrechbaren Konzept darf der Ladevorgang in zwei Zeitfenster geteilt werden. Die Analyse zeigt, dass die beiden Konzepte zu einer weiteren Lastspitzenreduzierung führen können.

C. Bewertung der erreichten Lösungen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit

Die Elektrifizierung der Busflotten benötigt Investitionen. Eine Analyse der Wirtschaftlichkeit und der gesamten Kosten (engl. Total Cost of Ownership, TCO) hilft den Betreibern der Busflotten, diese Umstellung zu planen – technisch und finanziell. Dabei können unterschiedliche Flottenkompositionen oder Ladeinfrastrukturkonzepte wirtschaftlich verglichen werden, um die optimale Auslegung der Flotte und der Busbetriebshöfe zu erreichen. Die Gesamtkosten der elektrischen Busflotten wurden bereits in mehreren Studien untersucht [8, 9, 10]. Bei der Analyse ist es wichtig, den Betrieb der Busse inklusive der Umlaufzuweisung und des Last- und Lademanagements zu berücksichtigen, da diese einen Einfluss auf die Gesamtkosten haben [11].

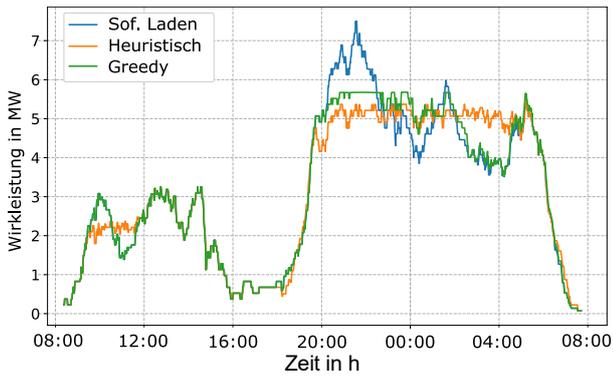
Die ABBILDUNG 10 zeigt die Gesamtkosten in €/km pro Bus für die Busbetriebshöfe Alsterdorf und Bergedorf. Die Streckenzuweisung wurde zunächst nach dem Prinzip First In – First Out (FIFO) durchgeführt, d. h. der Bus fährt zuerst heraus, der sich am längsten auf dem Betriebshof befindet. Anschließend wurde die Streckenzuweisung optimiert. Fünf unterschiedliche Szenarien wurden dabei untersucht:

- E_FN – Elektrobusse, Streckenzuweisung nach FIFO (der erste zurück gekommenen Bus, verlässt den Busbetriebshof zuerst) ohne Lademanagement
- E_FO – Elektrobusse, Streckenzuweisung nach FIFO mit Lademanagement
- E_OO – Elektrobusse, optimale Streckenzuweisung mit Lademanagement
- D_N – Dieselsebusse, Entwicklung der Dieselpreise ohne Berücksichtigung der CO₂-Steuer
- D_C – Dieselsebusse, Entwicklung der Dieselpreise

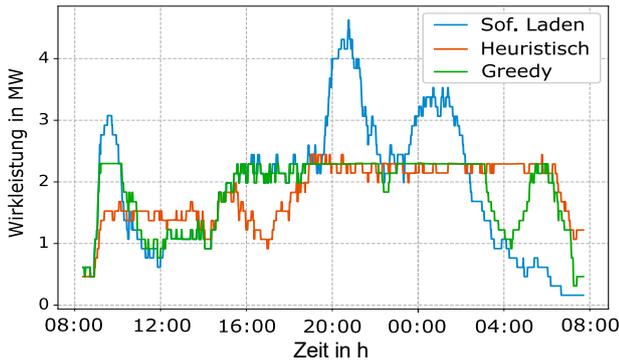
Der größte Anteil der Gesamtkosten für beide Busbetriebshöfe, sind mit 43 bis 57 % die Personalkosten. Die Elektrobusse haben höhere Gesamtkosten als Dieselsebusse, da die Fahrzeugkosten bei den Elektrobusen höher sind. Bei Elektrobusen entfallen bis zu 34 % der Gesamtkosten auf die Fahrzeuge, was ein deutlich höherer Anteil als bei den Dieselsebussen, wo nur bis zu 13 % der Gesamtkosten auf die Fahrzeuge entfallen. Die Kosten für die Ladeinfrastruktur stellen hingegen mit nur 3 % einen sehr kleinen Anteil der Gesamtkosten dar.

D. Sicherung der Übertragbarkeit auf andere Nutzer

Um eine gute Übertragbarkeit der technischen Konzepte zu erreichen, werden zuerst die relevanten Hilfsgrößen des Busbetriebshofs (z. B. Energieverbrauch, Spannungsebene, usw.) sowie der Systemkomponenten (Transformator, Kabel, Umrichter usw.) bestimmt. Hierfür wurde eine Simulation entwickelt, die die unterschiedlichen Hilfsgrößen miteinander verbindet und deren gegenseitige Wechselwirkung abbildet. Zusätzlich werden die Systeme der beiden unterschiedlichen Konzepte für die Ladeinfrastruktur auf den Busbetriebshöfen Alsterdorf und Bergedorf bewertet. Mithilfe dieser Bewertung, kann das Design einer Bus-Depot-Ladeinfrastruktur standardisiert werden, um ein optimales, übertragbares Design vorzuschlagen.



a)



b)

ABBILDUNG 8: LASTPROFILE FÜR UNTERSCHIEDLICHE STEUERUNG-ALGORITHMEN FÜR DIE REDUZIERUNG DER LASTSPITZE FÜR A) ALSTERDORF UND B) BERGEDORF.

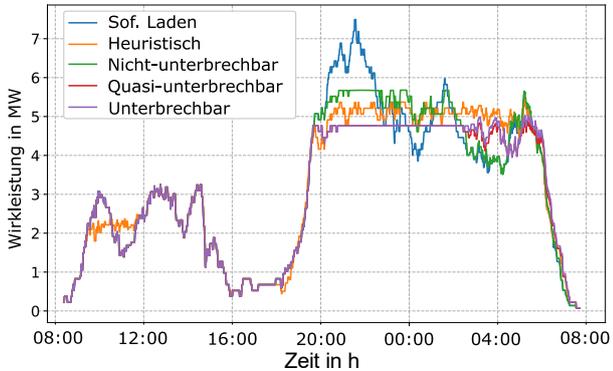


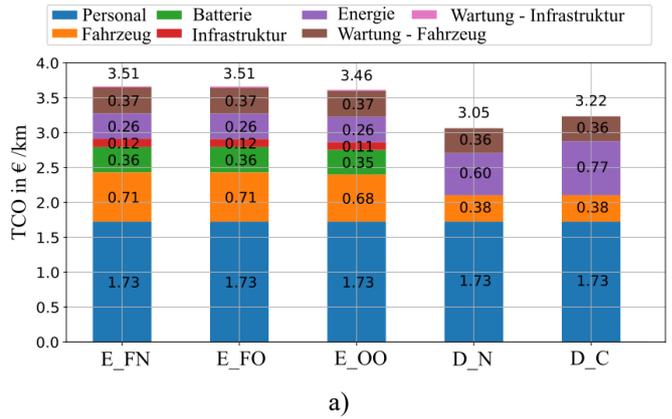
ABBILDUNG 9: LASTPROFILE FÜR UNTERSCHIEDLICHE LADEKONZEPTE, MIT NICHT-UNTERBRECHBAREN, QUASI-UNTERBRECHBAREN UND UNTERBRECHBAREN LADEVORGÄNGEN [7].

In ABBILDUNG 11 ist der Verlauf der dafür genutzten Simulation gezeigt. Die Algorithmen wurden mittels der gemischt-ganzzahligen quadratischen Programmierung (MIQP) erstellt. Die Zielsetzung der Optimierung besteht darin, die technische Zuverlässigkeit zu erhöhen und gleichzeitig die Systemkosten zu minimieren. Dazu gehört auch die optimale Benutzung der zur Verfügung stehenden Flächen.

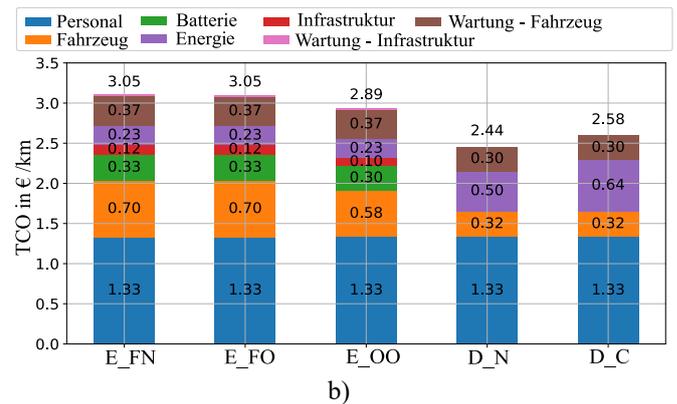
E. Abschätzung der Auswirkungen auf das deutsche Energiesystem

Die Förderungen der Bundesregierung, der begonnene Markthochlauf, eine steigende Marktverfügbarkeit von Elektrobussen (E-Bussen), privatwirtschaftliche Investitionen

sowie das Ziel vieler Unternehmen, eine emissionsfreie Flotte zu betreiben, haben zu steigenden Zahlen von E-Bussen in Deutschland geführt. Die Umstellung auf Elektrobusse stellt aber gleichzeitig eine Herausforderung für das elektrische Netz dar. Bei einer hohen Gleichzeitigkeit kann das Laden der E-Busse zu hohen Lastspitzen und Auslastungen im Netz führen [12]. Eine Analyse der zu erwartenden Lastspitzen durch E-Busse in Deutschland ist für die Analyse der Netzauslastung und des Netzausbaus in den kommenden Jahren daher sehr wichtig. Die bereits vorhandenen elektrischen Busbetriebshöfe in Hamburg können als Grundlage dieser Analyse dienen.



a)



b)

ABBILDUNG 10: GESAMTKOSTEN IN €/KM PRO BUS FÜR DEN BUSBETRIEBSHOF A) ALSTERDORF UND B) BERGEDORF FÜR DIE ELEKTRO- UND DIESELBUSSE [11].

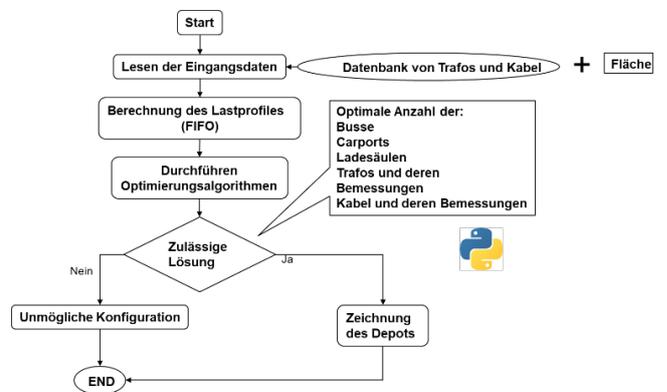


ABBILDUNG 11: FLUSSDIAGRAMM DER SIMULATION AB DEM EINGANG DER EINGELESENEN INFORMATIONEN BIS ZUR ZEICHNUNG DER LADEINFRASTRUKTUR.

Mithilfe von realen Umläufen von 13 Busbetriebshöfen der VHH und mit Hilfe von Infrastrukturdaten von zwei vorhandenen elektrischen Busbetriebshöfen der VHH und der HOCHBAHN in Hamburg wurde eine solche Analyse durchgeführt.

Die Lastprofile aller dieser Busbetriebshöfe werden hierbei für einen typischen Werktag unter der Annahme berechnet, dass alle Dieselbusse durch E-Busse ersetzt wurden. Um das ganze Lastprofil für ein Jahr darzustellen, werden Temperaturprofile in allen Bundesländern berücksichtigt. Dafür werden die verfügbaren Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) mit einer minimalen, maximalen sowie durchschnittlichen täglichen Temperatur für das Jahr 2019 genutzt. Basierend auf den Lastprofilen von diesen Busbetriebshöfen wurde ein durchschnittliches Lastprofil normalisiert, für einen einzelnen E-Bus und für unterschiedliche Temperaturbedingungen, berechnet. Mit der Hochskalierung auf eine gewünschte Anzahl der Elektrobusse und unter der Berücksichtigung des Temperaturverlaufs in einer anderen Stadt, kann dadurch einfach das zu erwartende Lastprofil auf anderen Busbetriebshöfen berechnet werden. Dafür wurde zusätzlich eine Analyse der geplanten Anzahl der E-Busse in den kommenden Jahren in unterschiedlichen Städten in Deutschland durchgeführt. Die Grundlage für den Überblick sind die Datenbank des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) [13] sowie die Projektübersicht des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) [14].

Bei der Berechnung der Lastprofile für andere Busbetriebshöfe wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Alle Busse laden mit 150 kW.
- Alle Busse sind elektrisch vorkonditioniert.
- Die Busse laden auf zentralen Busbetriebshöfen. Das „Unterwegsladen“ an den Haltestellen (engl. Opportunity Charging) wurde nicht berücksichtigt.
- Alle Busse in der emissionsfreien Flotte sind batteriebetrieben.

Die ABBILDUNG 12 zeigt den Verlauf der durch die E-Busse entstehenden Lastspitze in Deutschland für die Jahre 2025 und 2030. Es ist ein Anstieg der Lastspitze um ungefähr 140 MW erkennbar. Ein weiterer wichtiger Aspekt für das Energiesystem ist der gesamte Energieverbrauch. Die ABBILDUNG 13 zeigt den Energieverbrauch in den analysierten Bundesländern im Jahr 2025 sowie im Jahr 2030. Hamburg (HH), Berlin (B) und Nordrhein-Westfalen (NRW) zeigen den größten Energieverbrauch durch die E-Busse, da diese Regionen auch die größte Anzahl von E-Bussen planen. In 2025 beträgt der Energieverbrauch in diesen drei Bundesländern jeweils 132,5 GWh (HH), 120,8 GWh (B) und 64,2 GWh (NRW). In 2030 beträgt der Energieverbrauch hingegen jeweils 264,9 GWh, 241,8 GWh und 231,5 GWh. Unter Berücksichtigung aller Städte, die in diesem Beitrag untersucht wurden, und aller Annahmen, die bei der Analyse getroffen wurden, ist in 2025 ein deutschlandweiter Energieverbrauch der E-Busse von 514,5 GWh und in 2030 von 1124,7 GWh zu erwarten [15].

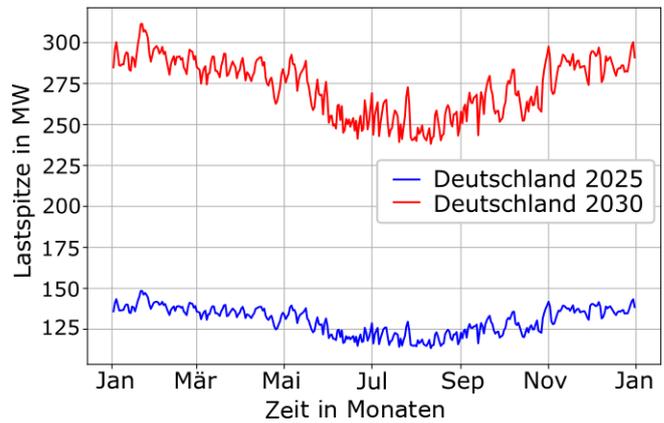


ABBILDUNG 12: VERLAUF DER DURCH DIE E-BUSSE ENTSTEHENDEN LASTSPITZE IN DEUTSCHLAND FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030.

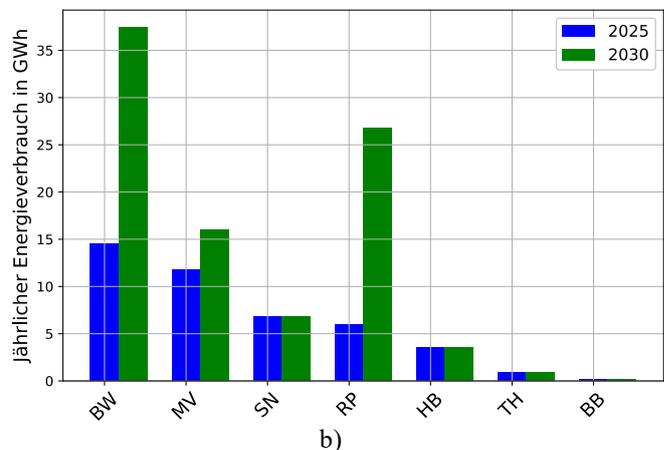
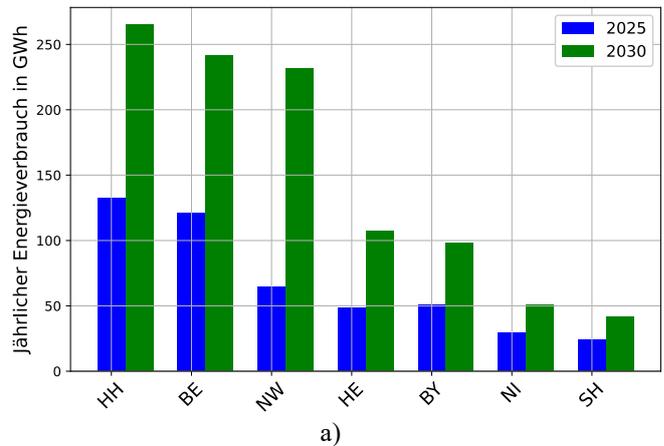


ABBILDUNG 13: ENERGIEVERBRAUCH FÜR UNTERSCHIEDLICHE BUNDESLÄNDER FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030 IN A) HAMBURG (HH), BERLIN (B), NORDRHEIN-WESTFALEN (NRW), HESSEN (HE), BAYERN (BY), NIEDERSACHSEN (NI) UND SCHLESWIG-HOLSTEIN (SH) UND B) BADEN-WÜRTTEMBERG (BW), MECKLENBURG-VORPOMMERN (MV), SACHSEN (SN), RHEINLAND-PFALZ (RP), BREMEN (HB), THÜRINGEN (TH) UND BRANDENBURG (BB).

III. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurden unterschiedliche Aspekte des Aufbaus und Betriebs elektrischer Busbetriebshöfe analysiert. Die Auslegung von Busbetriebshöfen kann durch die Beeinflussung von mehreren Parametern optimiert werden. Zunächst wurde das Verhalten der schon geplanten Busbetriebshöfe hinsichtlich deren Zuverlässigkeit unter

Berücksichtigung von unterschiedlichen Fehlerszenarien analysiert. Hierbei hat die vorgesehene Bereitstellung einer Notstromversorgung den möglichen Einfluss von bestimmten Fehlern reduziert. Danach wurde die Reduzierung der Lastenspitze untersucht. Mittels der beiden vorgestellten Optimierungsmethoden „Greedy“ und „heuristisch“ konnte die Lastenspitzenminimierung erfolgen. Anschließend wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, die die Gesamtkosten des Busbetriebshofs berechnet.

Mithilfe der Berechnung wurden mehrere Optimierungsansätze verdeutlicht. Demzufolge konnte ein Prozess zur Standardisierung für die Auslegung der Busbetriebshöfe entwickelt werden. Das Resultat des Prozesses erfasst die Optimierung der Komponenten der Ladeinfrastruktur und der entsprechenden Gesamtkosten. Darauf aufbauend wurde die Analyse erweitert, um den Einfluss des geplanten Aufbaus von Ladeinfrastrukturen abzuschätzen. Dabei wurde die Auswirkung dieser Umstellung auf das deutsche Energiesystem mitberechnet. Die Berechnung umfasst den Energieverbrauch pro Bundesland. Anschließend kann die Auslegung der Busbetriebshöfe mithilfe der oben genannten Methoden effizienter und kostenoptimierter umgesetzt werden.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes “Wissenschaftliche Begleitforschung zum Aufbau von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen” und wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert (AKZ G20/3552.1/3).

LITERATUR

- [1] M. Eskander et al., Beeinflussung der Übertragbarkeit der Ladeinfrastruktur von Busbetriebshöfen in Hamburg auf andere Städte, *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz 2019*, D. Schulz, Hrsg., Bd. 1. Hamburg, Germany, Helmut-Schmidt-Universität, 2020.
- [2] M. Eskander, A. Jahic und D. Schulz, „Reliability Analysis of Large-Scale Electric Bus Depots Based on Different Failure Scenarios,“ in *IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, Edmonton, AB, Canada, 2020.
- [3] J. Rymarz, A. Niewczas und J. Stoklosa, „Reliability Evaluation of the City Transport Buses under Actual Conditions,“ *Transport and Telecommunication*, Bd. 4, Nr. 16, S. 259-266, 2015.
- [4] A. Bagheri und C. Zhao, „Distributionally Robust Reliability Assessment for Transmission System Hardening Plan Under N – k Security Criterion,“ *IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY*, Bd. 2, Nr. 68, S. 653-662, 2019.
- [5] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, „Bus Depot Simulator: Steady-State Python and DigSilent Co-simulation for Large-Scale Electric Bus Depots,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, Germany, 2019.
- [6] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, „Charging Schedule for Load Peak Minimization on Large-Scale Electric Bus Depots,“ *Applied Sciences*, Bd. 9, Nr. 9, S. 1748, 2019.
- [7] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, „Preemptive vs. non-preemptive charging scheduling for large scale electric bus depots,“ in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Bucharest, Romania, 2019.
- [8] D. Jefferies und D. Göhlich, „A Comprehensive TCO Evaluation Method for Electric Bus Systems Based on Discrete-Event Simulation Including Bus Scheduling and Charging Infrastructure,“ *World Electric Vehicle Journal*, Bd. 11, Nr. 3, S. 56, 2020.
- [9] A. Grauers, S. Boren und O. Enerbäck, „Total Cost of Ownership Model and Significant Cost Parameters for the Design of Electric Bus Systems,“ *Energies*, Bd. 13, Nr. 12, S. 3262, 2020.
- [10] N. Quarles, K. M. Kockelman und M. Mohamed, „Costs and Benefits of Electrifying and Automating Bus Transit Fleets,“ *Sustainability*, Bd. 12, Nr. 10, S. 3977, 2020.
- [11] A. Jahic, M. Plenz and D. Schulz, „Impact of route and charging scheduling on the total cost of ownership for electric bus depots,“ in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Espoo, Finland (In Druck), 2021.
- [12] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg,“ Hamburg, Germany, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2016.
- [13] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen, „E-Bus-Projekte in Deutschland,“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/e-bus-projekt.aspx>. [Zugriff am 12. Oktober 2020].
- [14] M. Faltenbacher, A. Hendrich und S. Kupferschmid, „Projektübersicht 2019/2020 Zero Emission Busse in Deutschland, Im Rahmen der Programmbegleitforschung Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV,“ Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin, Deutschland, 2020.
- [15] A. Jahic, M. Eskander, E. Avdeicius und D. Schulz, Abschätzung der Auswirkungen einer Umstellung auf Elektro-Busse auf das deutsche Energiesystem, *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz 2020*, D. Schulz, Hrsg., Bd. 2. Hamburg, Germany, Helmut-Schmidt-Universität, 2021.

Auswirkungen von Batteriebusreichweiten im Gelenkbussegment auf die Systemkosten und Systememissionen bei der Umstellung von Busflotten

Markus Dietmannsberger*¹, Jörg Burkhart², Franziska Becker¹, Frank Bosch¹, Thomas Dahlmann¹, Jan Fischer¹, Janina Heel¹, Clemens Horn¹, Falko Maxin³, Hendryk Münster¹, Christian Priemer¹, Bastian Schmidt¹, Philip Thetens³

¹Hamburger Hochbahn AG
Hamburg, Deutschland

²hySOLUTIONS GmbH
Hamburg, Deutschland

³FFG Fahrzeugwerkstätten Falkenried GmbH
Hamburg, Deutschland

*markus.dietmannsberger@hochbahn.de

Kurzfassung – Seit dem Jahr 2020 dürfen in Hamburg nur noch emissionsfreie Busse von den Verkehrsunternehmen beschafft werden. Folglich nimmt der Anteil an Batteriebussen in den 2020er Jahren sukzessive zu bis hin zur vollständigen Elektrifizierung Anfang der 2030er Jahre. Ein wesentlicher Faktor für die strategische Ausrichtung bei der Elektrifizierung von Busflotten ist die zur Verfügung stehende Reichweite. Sie beeinflusst nicht nur maßgeblich die Ausgestaltung der täglichen Buseinsätze, sondern hat auch erhebliche Auswirkungen auf die Systemkosten sowie die Systememissionen. Wohingegen im Standardbussegment bereits größere Reichweiten von Herstellern angeboten werden, sind die zur Verfügung stehenden Reichweiten bei den Gelenkbussen derzeit noch nicht so groß, dass ein Batteriebus einen Dieselbus 1:1 ersetzen könnte. In der folgenden Untersuchung wird dargestellt, wie sich Kosten und Emissionen für ein emissionsfreies Bussystem am Beispiel der HOCHBAHN modellieren und analysieren lassen, wie sich der Fahrzeugmehrbedarf auf die Systemkosten und Systememissionen auswirkt und wie Verkehrsunternehmen darauf reagieren können. Berücksichtigt werden Kosten und Emissionen für Busse, Infrastruktur, Strom- und Heizölbedarf sowie den Fahrbetrieb. Durch die Elektrifizierung steigen die jährlichen Kosten um fast 50 %, wobei der Großteil der Mehrkosten auf die 3,5- bis 4-mal höheren Fahrzeug- und Batteriekosten zurückzuführen ist. Es werden circa 75 % der jährlichen Emissionen vermieden. Die verbleibenden Emissionen werden zum Großteil durch die Herstellung der Busse sowie der Batterien verursacht. Um eine Kosten-Parität zwischen Diesel- und Batteriebusssystem herzustellen, wäre derzeit eine CO₂-Bepreisung von circa 800 Euro pro Tonne CO₂ erforderlich.

Stichworte – E-Mobilität, Elektrobuss, Elektrifizierung von ÖPNV-Flotten, TCO, Nachhaltigkeit, CO₂-Emissionen

NOMENKLATUR

HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
E_{Batt} in $\text{kgCO}_2/\text{Batterie}$	Emissionen für Herstellung und Entsorgung der Batterie eines Fahrzeugs
E_{CP} in $\text{kgCO}_2/\text{Carport}$	Emissionen für Herstellung und Entsorgung eines Carports
E_{ET} in kgCO_2/ET	Emissionen für Herstellung und Entsorgung der Energietechnik (vorgelagert zum Ladegerät)

E_{FzgBasis} in kgCO_2/Fzg	Emissionen für Herstellung und Entsorgung eines Fahrzeugs (nur Fahrzeugrumpf ohne Batterie)
E_{Fzg} in kgCO_2/a	Emissionen für Herstellung und Entsorgung der Fahrzeuge jährlich
E_{ges} in kgCO_2/a	Emissionen gesamt jährlich
$E_{\text{InfraElektro}}$ in kgCO_2/a	Emissionen für Herstellung und Entsorgung der elektrischen Infrastruktur jährlich
E_{LG} in kgCO_2/LG	Emissionen für Herstellung und Entsorgung eines Ladegeräts
E_{Netz} in $\text{kgCO}_2/\text{Netz}$	Emissionen für Herstellung und Entsorgung des Netzanschlusses
E_{Bedarf} in kgCO_2/a	Emissionen Bedarf jährlich
K_{Batt} in €/Batterie	Kosten der Batterie pro Fahrzeug
K_{FzgBasis} in €/Fzg	Kosten eines Fahrzeugs (nur Fahrzeugrumpf ohne Batterie)
K_{Fzg} in €/a	Kosten Fahrzeuge jährlich
K_{ges} in €/a	Kosten Bussystem gesamt jährlich
$K_{\text{InfraElektro}}$ in €/a	Kosten elektrische Infrastruktur jährlich
K_{Personal} in €/a	Kosten Personal Busbetrieb jährlich
K_{Bedarf} in €/a	Kosten Bedarf gesamt (Strom, Heizöl, Diesel) jährlich
V_{Diesel} in l/a	Bedarf Diesel jährlich
V_{Elektro} in kWh/a	Bedarf elektrische Energie jährlich
$V_{\text{Heizöl}}$ in l/a	Bedarf Heizöl jährlich
c_{Diesel} in €/l	Kostensatz Diesel

c_{Elektro} in €/kWh	Kostensatz elektrische Energie
$c_{\text{Heizöl}}$ in €/l	Kostensatz Heizöl
c_{Kap}	Zinssatz
c_t in €/h	Kostensatz Betriebsstunde Busbetrieb
C_{Batt} in kWh	Bruttoenergie der Fahrzeugbatterie
e_{Batt} in kgCO ₂ /kWh _{el}	Emissionsfaktor für die Batterieherstellung
e_{Diesel} in kgCO ₂ /l	Emissionsfaktor Diesel
e_{Elektro} in kgCO ₂ /kWh	Emissionsfaktor elektrische Energie
$e_{\text{Heizöl}}$ in kgCO ₂ /l	Emissionsfaktor Heizöl
l_{Batt} in a	Lebensdauer der Batterie
l_{CP} in a	Lebensdauer des Carports
l_{ET} in a	Lebensdauer der Energietechnik
l_{Fzg} in a	Lebensdauer des Fahrzeugs
l_{Netz} in a	Lebensdauer des Netzanschlusses
m_{CP}	Anzahl der Fahrzeuge (= Ladegeräte), die mit einem Carport überdacht werden
m_{ET}	Anzahl der Ladegeräte, die mit der Energietechnik versorgt werden
m_{Fzg}	Anzahl der Fahrzeuge
$m_{\text{InfraElektro}}$	Anzahl der benötigten Ladegeräte (= Anzahl der Fahrzeuge)
m_{Netz}	Anzahl der Ladegeräte, die mit einem Netzanschluss versorgt werden
t_{Personal} in h/a	Brutto-Betriebsstunden jährlich
E-Bus	Elektrobus
GB	Gelenkbus
SB	Standardbus
TCO	Gesamtkosten des Betriebs (engl.: Total Cost of Ownership)

I. EINLEITUNG

Die Hamburger Verkehrsunternehmen, darunter auch die Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN), sind seit dem Jahr 2020 durch einen Beschluss des Senats dazu verpflichtet, nur noch emissionsfreie Busse zu beschaffen. So soll ein wesentlicher Beitrag zur Luftreinhaltung sowie zum Klimaschutz geleistet werden. Damit stellt die Stadt Hamburg – wie auch viele andere europäische Städte – die Weichen hin zu einem nachhaltigeren Leben in urbanen Lebensräumen.

Neben der Einsparung von CO₂ ist in großen Städten insbesondere die Reduktion von Lärm sowie der Stickoxidbelastung ein ausgesprochenes Ziel, dessen Erreichung durch den Einsatz emissionsfreien ÖPNVs forciert werden kann. Es liegt heute ein breiter gesellschaftlicher

Konsens zu den Vorteilen von emissionsfreiem und nachhaltigem ÖPNV vor [1], [2].

Aufgrund des breiten gesellschaftlichen Konsens zum emissionsfreien und nachhaltigen ÖPNV muss sich die Branche umso mehr einer objektiven und vor allem quantitativen Bewertung der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit stellen: Wirtschaftlichkeit (Total Cost of Ownership, TCO), Ökologie und Soziales. Untersuchungen zu TCO im Bereich emissionsfreier Mobilität im ÖPNV finden sich beispielsweise in [3], [4], [5] und [6] aus den Jahren 2016 bis 2020. Erste Betrachtungen zu Emissionseinsparungen werden in [7], [8] und [9] vorgestellt. Da die Branche seit einigen Jahren eine sehr große Dynamik entwickelt, ist eine kontinuierliche Anpassung der Annahmen zu Technik bzw. Preisen unerlässlich. Gleichwohl verändert sich das Gesamtsystem und dessen Wirtschaftlichkeit sowie Emissionsbilanzierung mit jeder Beschaffung und jeder neuen Technikgeneration. Allein die Entwicklung von Reichweiten hat einen zentralen Einfluss auf die angestellten Vergleiche und ist deshalb auch hier Untersuchungsgegenstand. Weiterhin beeinflusst der Strommix zur Herstellung und Betrieb der Busse und Batterien wesentlich die Emissionen des Gesamtsystems.

Obige und ähnliche Studien, Modellierungen und Vergleiche bei der Umstellung von Flotten auf emissionsfreie Antriebe wurden bereits in wissenschaftlichen und populärwissenschaftlichen Zeitschriften veröffentlicht. In Verkehrsunternehmen basieren heutige Optimierungen zur Reduktion von Kosten (und in Zukunft auch CO₂-Emissionen) im Wesentlichen auf der Annahme, dass es ein optimales Betriebskonzept bzw. optimalen Fahrzeugeinsatz gibt: je weniger Fahrzeuge, desto wirtschaftlicher bzw. emissionsärmer. Dies mag im Zeitalter der Dieselsebusse mit faktisch unlimitierter Reichweite auch der Fall gewesen sein. In der Welt von begrenzten Reichweiten von Batteriebussen spielen jedoch weitere Faktoren eine Rolle für die Systembilanz. Beispielsweise kann es wirtschaftlicher sein, weniger Fahrzeuge mit hohen Reichweiten (und damit einem höheren Preis pro Fahrzeug) zu betreiben oder aber etwas mehr Fahrzeuge mit geringeren Reichweiten (und damit einem geringeren Preis pro Fahrzeug). Durch die Bepreisung von CO₂ werden zukünftig auch die Emissionen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Zur Quantifizierung und besseren Einordnung der Zusammenhänge, wird im Folgenden eine Untersuchung von Systemkosten und Systememissionen am Beispiel von Gelenkbussen bei der HOCHBAHN vorgestellt. Für eine Flotte von 12 m Bussen wurden bereits in [10] erste Analysen durchgeführt und Erkenntnisse vorgestellt. Im Unterschied zu [10] wird in der folgenden Untersuchung die Problematik von Fahrzeugmehrabbedarfen in den Vergleich mit einbezogen.

Die Angreifbarkeit von Studien dieser Art ist wie immer gegeben – gerade im Hinblick auf die Beauftragung und Interpretation durch Interessengruppen. Aus diesem Grund werden im Folgenden – wo möglich – Realdaten bzw. tatsächlich abgegebene Herstellerangebote als Datenbasis verwendet: Kosten für Infrastrukturprojekte und Fahrzeugbeschaffungen, Umwandlungsverluste in der Ladeinfrastruktur, Energiebedarfe für die Vorkonditionierung der Busse, etc. Dort wo die Datenlage für Gelenkbusse noch nicht überall ausreichend ist, werden Realdaten von Standardbussen entsprechend extrapoliert.

In Kapitel II werden zunächst verschiedene technische Konzepte zur Umstellung auf emissionsfreien Busbetrieb vorgestellt sowie abgeleitet, welches technische System die HOCHBAHN umsetzen wird und aus welchen Gründen. Kapitel III beschreibt die Anforderungen an die Reichweite von Elektrobussen und stellt die aktuelle Marktlage dar. In Kapitel IV werden die Berechnungsgrundlagen für die Bilanzierung der Systemkosten sowie Systememissionen vorgestellt. Anschließend beschreibt Kapitel V die Ergebnisse der Untersuchung zu Kosten und CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung begrenzter Reichweiten im Gelenkbussegment. In Kapitel VI werden die Ergebnisse der Kosten- und Emissionsbetrachtung kombiniert dargestellt. Der Beitrag endet in Kapitel VII mit einem Fazit und Ableitungen wesentlicher Kernaussagen für die Zukunft der Elektrifizierung von Busflotten.

II. DIE SYSTEMSTRATEGIE DER HOCHBAHN

Bereits seit Anfang des Jahrtausends erprobt die HOCHBAHN verschiedene Technologien zur Umstellung der Dieselbusflotte auf emissionsfreie und nachhaltige Antriebe. Bei der Elektrifizierung von Busflotten gibt es im Wesentlichen vier technische Ansätze.

Die Nutzung von Oberleitungsbussen sowie deren Hybrid-Variante mit Einsatz von kleinen Batterien zur Ergänzung der Ladung an der Oberleitung wird fast ausschließlich in Städten eingesetzt, die bereits über solche Systeme verfügen und diese lediglich weiter ausbauen müssen. Andere Städte bzw. Verkehrsunternehmen meiden diese Lösung insbesondere aufgrund der großen Aufwendungen für neue Infrastruktur.

Ein weiterer Ansatz ist der Einsatz von Brennstoffzellenhybridbussen oder Batteriebusen mit Brennstoffzelle als Range-Extender. Die HOCHBAHN hat hiervon ein paar Fahrzeuge im Einsatz, jedoch entspricht die technologische Reife dieses Fahrzeugtyps noch nicht dem notwendigen Serienniveau, das heute schon im Batteriebussegment erzielt wird. Brennstoffzellenfahrzeuge bieten im Allgemeinen den Vorteil, dass sie selbst bei großen Bussen hohe Reichweiten realisieren können.

Der dritte Ansatz ist der Einsatz von batterieelektrischen Bussen. Hier werden derzeit eine höhere technologische Reife und ein größeres Marktvolumen erreicht als beim Brennstoffzellenbus. Batteriebusse können erneut unterteilt werden in das zentral orientierte System der Depotladung sowie der dezentralen Gelegenheitsladung, meist an Endhaltestellen.

Beim Einsatz von Batteriebusen in Verbindung mit dem Depotladen können für Verkehrsunternehmen entscheidende Vorteile realisiert werden: die hohe betriebliche Robustheit und Flexibilität, eine zentrale Vorkonditionierung ohne Inanspruchnahme der Batterieenergie sowie die Investitionssicherheit und der vergleichbar einfache Aufbau von (Lade-)Infrastruktur. Dies führt derzeit dazu, dass die Präferenz vieler Verkehrsunternehmen beim Depotladen liegt.

Auch die HOCHBAHN wird nach derzeitiger Strategie den Großteil ihrer Busflotte mit dem Konzept des Depotladens elektrifizieren. Sowohl Gelegenheitsladung als auch der Einsatz von Brennstoffzellenbussen sind strategisch wertvolle Optionen, die sich insbesondere dann als geeignete Ergänzungen anbieten, wenn die Lücke zwischen verfügbarer und benötigter Reichweite von Batteriebusen zu groß wird um Dieselfahrzeuge ohne einen Fahrzeugmehrbedarf durch

emissionsfreie Fahrzeuge zu ersetzen. Für Verkehrsunternehmen ist ein 1:1-Ersatz nicht zuletzt deshalb anzustreben, weil die Anschaffungskosten für emissionsfreie Busse immer noch hoch und Flächen in Städten meist rar sind.

III. ANFORDERUNGEN AN DIE REICHWEITE BEI ELEKTROBUSSEN

Ein dominierender Faktor, ob die Wahl des Systems bei batterieelektrischen Bussen auf das Depotladen fällt, ist die benötigte Reichweite für die Busumläufe. Die am Markt verfügbaren Reichweiten für Batteriebusse erfüllen auf absehbare Zeit nicht die Anforderungen, um bei allen Anwendungsfällen für Busse die Technologie der Wahl zu sein. Gerade im Regionalverkehr, der gekennzeichnet ist durch große Umlauflängen von jenseits 300 bis 400 km, ist man von einem 1:1 Ersetzen von Dieselnbussen durch ein batterieelektrisches Äquivalent noch weit entfernt. Angaben mancher Hersteller mit Reichweiten bis zu 400 km sind oft Momentaufnahmen unter Idealbedingungen, die sich bei genauerer Untersuchung und realen Randbedingungen oft nicht als belastbar erweisen. Dies führt dazu, dass die belastbar verfügbaren Reichweiten heute bei 12 m Standardbussen im Bereich von circa 250 km unter Einsatz einer fossilen Zusatzheizung sowie circa 200 km bei Einsatz einer rein elektrischen Heizung liegen. Derzeit dürfen in Hamburg noch fossile Zusatzheizungen in E-Bussen eingesetzt werden.

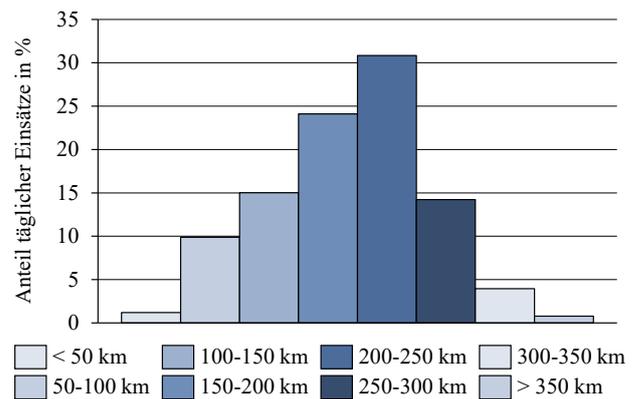


ABBILDUNG 1: VERTEILUNG DER TÄGLICHEN BUSEINSÄTZE DER HAMBURGER HOCHBAHN AG.

ABBILDUNG 1 zeigt die Verteilung der täglichen Buseinsätze bei der HOCHBAHN. Es ist zu erkennen, dass circa ein Viertel aller Umläufe 150 km Reichweite und weniger benötigen. Die ersten serienreifen Batteriebusse (Busse, die nicht nur in kleinen Stückzahlen in Forschungsprojekten oder als Prototypen gebaut wurden) der HOCHBAHN wurden 2018 mit dieser Reichweite geliefert. Am oberen Ende ist zu sehen, dass es selbst im städtischen Verkehr vereinzelt Tagespensen gibt, die jenseits der 300 km liegen. Diese sind jedoch mit circa 5 % in der Minderheit. Das Gros der Umläufe liegt im Bereich von 150 bis 250 km. Zwischen 12 m Standardbussen (SB) und 18 m Gelenkbusen (GB) kann weiter differenziert werden. Bei SB sind die Anforderungen an die Reichweite tendenziell geringer, da diese meist als Zubringer zu Schnellbahnen fungieren. GB werden meist auf den leistungsstarken Metrobuslinien eingesetzt, die in dichtem Takt über einen Großteil des Tages verkehren. Infolgedessen sind die Reichweitenanforderungen im GB-Segment tendenziell höher. Gleichzeitig zeichnet sich am Markt für Batteriebusse ab, dass zwar im SB-Segment bereits zufriedenstellende Reichweite erzielt werden, jedoch

gerade im GB-Segment die Reichweiten noch geringer sind. Die Lücke zwischen benötigter und zur Verfügung stehender Reichweite ist bei 18 m Bussen folglich besonders groß. Wird der Einsatz einer elektrischen Heizung auch in Hamburg verpflichtend, wovon in den kommenden Jahren auszugehen ist, sinken die verfügbaren Reichweiten weiter.

IV. MODELLIERUNG VON SYSTEMKOSTEN UND SYSTEMEMISSIONEN BEI DER HOCHBAHN

1) Szenarienbildung und vereinfachte Annahmen

Für die Berechnungen wurden zwei Szenarien mit unterschiedlichen Batterien angenommen. Diese sind in TABELLE I dargestellt.

TABELLE I: WERTE FÜR DIE BATTERIEN DER UNTERSUCHTEN BATTERIEBUS-SZENARIEN FÜR GELENKBUSSE.

Szenario	Reichweite	Batterieenergie	Batteriewechsel pro Fahrzeugleben
Batterie A	150 km	$C_{\text{Batt}} = 400 \text{ kWh}$	1
Batterie B	185 km	$C_{\text{Batt}} = 440 \text{ kWh}$	1

Aufgrund der Komplexität konzentriert sich die Modellierung des Bussystems auf die wichtigsten Komponenten für eine Kosten- und Emissionsbilanzierung und an geeigneten Stellen wurden Vereinfachungen vorgenommen.

Es wurde davon abgesehen, eine Werkstattreserve vorzusehen sowie die Kosten für Instandhaltung abzubilden. Dies wird damit begründet, dass, erstens, in den Fahrzeugpreisen umfangreiche Gewährleistungspakete bereits inkludiert wurden und, zweitens, Instandhaltungsaufwendungen bei Batteriebussen derzeit schwer abzuschätzen sind, da durch die relative Neuartigkeit der Technologie noch nicht ausreichend Erfahrungen mit serienreifen Fahrzeugen über eine typische Nutzungsdauer gesammelt werden konnten.

Die Kosten für die Umrüstung von Werkstätten wurden vernachlässigt. Die Kosten für den Betrieb der Ladeinfrastruktur sind bereits in den Errichtungskosten enthalten.

Nach Gesprächen mit Fahrzeugherstellern ist davon auszugehen, dass die Batterie innerhalb eines Zeitraums von 10 Jahren auszuwechseln ist. Folglich wird angenommen, dass in der hier angenommenen Nutzungsdauer der Busse von zwölf Jahren ein Batteriewechsel vorzunehmen ist. Die Kosten hierfür wurden mit heutigem Marktpreis angesetzt.

In [10] wurde bereits gezeigt, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Lebensdauern von Fahrzeug und Batterie auf die Wirtschaftlichkeit und die Emissionen des Gesamtsystems haben.

2) Modellierung der Systemkosten

Die Modellierung der jährlichen Kosten des gesamten Bussystems wird im Folgenden vorgestellt. Die Beschreibung der Variablen findet sich in der Nomenklatur. Die Anteile der Kosten für Fahrzeuge, elektrische Infrastruktur, Personalkosten und bedarfsabhängige Kosten summieren sich zu

$$K_{\text{ges}} = K_{\text{Fzg}} + K_{\text{InfraElektro}} + K_{\text{Personal}} + K_{\text{Bedarf}} \quad (1)$$

Die jährlichen Kosten für m_{Fzg} Fahrzeuge ergeben sich aus der Abschreibung für das Basisfahrzeug sowie den Kosten

für alle in der Lebensdauer des Fahrzeugs notwendigen Batterien (hier zwei). Sofern ein Fahrzeugleben kein ganzzahliges Vielfaches eines Batterielebens wäre, würde aufgerundet:

$$K_{\text{Fzg}} = (1 + 0,5 \cdot c_{\text{Kap}}) \cdot m_{\text{Fzg}} \cdot \left(\frac{K_{\text{FzgBasis}}}{l_{\text{FzgBasis}}} + \frac{K_{\text{Batt}}}{l_{\text{Batt}}} \cdot \left[\frac{l_{\text{Fzg}}}{l_{\text{Batt}}} \right] \right) \quad (2)$$

Die jährlichen Kosten für die Ladeinfrastruktur für $m_{\text{Fzg}} = m_{\text{InfraElektro}}$ Ladegeräte (jedes Fahrzeug benötigt ein Ladegerät) berechnen sich aus den Kosten für das Ladegerät, den Kosten für die Energietechnik, den Kosten für den Netzanschluss sowie für den Bau eines Carports unter Berücksichtigung der jeweiligen Lebensdauern. Weiterhin können die Energietechnik, der Netzanschluss und der Carport für mehrere Ladegeräte verwendet werden:

$$K_{\text{InfraElektro}} = (1 + 0,5 \cdot c_{\text{Kap}}) \cdot m_{\text{InfraElektro}} \cdot \left(\frac{K_{\text{LG}}}{l_{\text{LG}}} + \frac{K_{\text{ET}}}{m_{\text{ET}} + l_{\text{ET}}} + \frac{K_{\text{Netz}}}{m_{\text{Netz}} + l_{\text{Netz}}} + \frac{K_{\text{CP}}}{m_{\text{CP}} + l_{\text{CP}}} \right) \quad (3)$$

Die Personalkosten berechnen sich anhand der notwendigen Zahl von Stunden multipliziert mit dem Stundensatz für einen Busfahrer:

$$K_{\text{Personal}} = t_{\text{Personal}} \cdot c_t \quad (4)$$

Die Bedarfskosten berechnen sich aus den spezifischen Kosten für Strom, Heizöl und Diesel sowie den jeweils davon benötigten Mengen:

$$K_{\text{Bedarf}} = V_{\text{Elektro}} \cdot c_{\text{Elektro}} + V_{\text{Heizöl}} \cdot c_{\text{Heizöl}} + V_{\text{Diesel}} \cdot c_{\text{Diesel}} \quad (5)$$

3) Modellierung der Systememissionen

Die gesamten jährlichen Emissionen des Bussystems ergeben sich aus den Emissionen für Fahrzeuge, der Ladeinfrastruktur sowie der Emissionen während des Betriebs:

$$E_{\text{ges}} = E_{\text{Fzg}} + E_{\text{InfraElektro}} + E_{\text{Bedarf}} \quad (6)$$

Die Methodik der jährlichen Emissionen für die Herstellung des Fahrzeugs folgt der Aufteilung, die bereits bei den jährlichen Kosten angewandt wurde. Sie verwendet die Emissionen zur Herstellung eines Basisfahrzeugs und einer Batterie (es wird gegebenenfalls wieder aufgerundet):

$$E_{\text{Fzg}} = m_{\text{Fzg}} \cdot \left(\frac{E_{\text{FzgBasis}}}{l_{\text{FzgBasis}}} + \frac{E_{\text{Batt}}}{l_{\text{Batt}}} \cdot \left[\frac{l_{\text{FzgBasis}}}{l_{\text{Batt}}} \right] \right) \quad (7)$$

Die Emissionen der Batterieherstellung werden über den Bruttoenergieinhalt der Batterie und einem spezifischen Wert aus [11] abgeschätzt:

$$E_{\text{Batt}} = e_{\text{Batt}} \cdot C_{\text{Batt}} \quad (8)$$

Die Berechnung der jährlichen Emissionen der Ladeinfrastruktur erfolgt analog der Kostenberechnung unter Verwendung der einmaligen Emissionen zur Herstellung eines Ladegeräts, der Energietechnik, des Netzanschlusses sowie des Carports:

$$E_{\text{InfraElektro}} = m_{\text{InfraElektro},i} \cdot \left(\frac{E_{\text{LG}}}{l_{\text{LG}}} + \frac{E_{\text{ET}}}{m_{\text{ET}} + l_{\text{ET}}} \right) + \frac{E_{\text{Netz}}}{m_{\text{Netz}} + l_{\text{Netz}}} + \frac{E_{\text{CP}}}{m_{\text{CP}} + l_{\text{CP}}} \quad (9)$$

Für die Berechnung der jährlichen Bedarfsemissionen werden die spezifischen Emissionen für Strom, Heizöl sowie Diesel verwendet. Der Strom wurde mit $0 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ bilanziert, da es sich um hochwertigen Ökostrom aus Anlagen jünger sechs Jahre handelt:

$$E_{\text{Bedarf}} = V_{\text{Elektro}} \cdot e_{\text{Elektro}} + V_{\text{Heizöl}} \cdot e_{\text{Heizöl}} + V_{\text{Diesel}} \cdot e_{\text{Diesel}} \quad (10)$$

TABELLE II listet einige der verwendeten Parameter und ihre Werte auf. Aufgrund von Vertraulichkeitsvereinbarungen mit den Herstellern können nicht alle Daten öffentlich gemacht werden.

TABELLE II: MODELLPARAMETER UND WERTE.

Parameter	Wert	Quelle
e_{El}	0	Ökostrom
$e_{\text{Diesel}}, e_{\text{Heizöl}}$	3,15 kgCO_2/l	DIN EN 16258
e_{Batt}	146 $\text{kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$	[11]
l_{Batt}	ein Batteriewechsel in zehn Jahren, hier: 6 Jahre	Annahme angepasst auf die 12 Jahre Lebensdauer des Fahrzeugs, sodass ein Fahrzeugleben zwei Batterien benötigt
E_{Fzg}	70.500 kgCO_2/Fzg	Extrapoliert aus [12]
E_{L}	20.000 kgCO_2/LG	Interne Erhebungen
l_{L}	12 Jahre	Annahme
E_{ET}	350.000 kgCO_2/ET	Interne Erhebungen
m_{ET}	44	Betriebshof Alsterdorf
l_{ET}	30 Jahre	Typischer Wert
E_{Netz}	185.000 $\text{kgCO}_2/\text{Netz}$	Interne Erhebungen
m_{Netz}	240	Betriebshof Alsterdorf
l_{Netz}	50 Jahre	Typischer Wert
E_{CP}	700.000 $\text{kgCO}_2/\text{Carport}$	Interne Erhebungen
m_{CP}	44	Betriebshof Alsterdorf
l_{CP}	40 Jahre	Typischer Wert
l_{Fzg}	12 Jahre	Typischer Wert
$V_{\text{Diesel}}, V_{\text{Heizöl}}$		Realdaten
V_{Elektro}		Realdaten von 12 m Bussen extrapoliert

V. AUSWIRKUNGEN VON BEGRENZTEN REICHWEITEN IM GELENKBUSSEGMENT AUF SYSTEMKOSTEN UND SYSTEMEMISSIONEN

1) Auswirkungen auf den Busbetrieb

TABELLE III zeigt die Gegenüberstellung der Ergebnisse einer Umlafoptimierungsberechnung für ein ausgewähltes Gelenkbus-Teilnetz von zwei Betriebshöfen im Hamburger Stadtgebiet. Um 54 Dieselse mit einer praktisch uneingeschränkten Reichweite zu ersetzen, werden entweder 78 Busse vom Typ A oder 67 Busse vom Typ B benötigt. Weiterhin erhöht sich die Ineffizienz bzw. die sogenannte unproduktive Leistung (Fahrten vom Betriebshof zur Haltestelle oder Leerfahrten) sowohl in der Anzahl der gefahrenen Kilometer als auch der Arbeitszeit der Busfahrerinnen und Busfahrer.

Die zusätzlichen Fahrzeuge verursachen einen Flächenbedarf für deren Abstellung und darüber hinaus einen erhöhten Bedarf an Ladeinfrastruktur, da auch für die Mehrfahrzeuge jeweils ein Ladegerät zur Verfügung gestellt werden muss.

TABELLE III: AUSWIRKUNGEN BEGRENZTER REICHWEITEN VON BATTERIEGELENKBUSSEN AUF DEN BUSBETRIEB.

Fahrzeugtyp	Batterie A (150 km)	Batterie B (185 km)	Diesel
Anzahl Fahrzeuge	78 (+44 %)	67 (+24 %)	54
Unproduktive Leistung [km/Tag]	2.063 (+49 %)	1.864 (+35 %)	1.380
Unproduktive Leistung [h/Tag]	101 (+53 %)	91 (+38 %)	66

2) Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Bussystems

ABBILDUNG 2 zeigt den Vergleich der jährlichen Kosten für ein 18 m Gelenkbus-Teilnetz. Die Kosten der Batterievarianten A und B steigen im Vergleich zum Diesel-Referenzfall um fast 50 % an.

Der Großteil der Kosten entfällt in allen Szenarien auf die Servicefahrten. Sie sind in absoluter Höhe identisch, da der Fahrplan identisch ist. Der dunkelgraue Bereich kennzeichnet die betriebliche Ineffizienz (Mehrstunden), die von den Busfahrern gefahren werden müssen, weil leere E-Busse vorzeitig durch vollgeladene ersetzt werden müssen. Es fällt auf, dass der absolute und relative Anteil im Szenario A geringer ist als im Szenario B. 78 Fahrzeuge vom Typ A können betrieblich günstiger eingesetzt werden als 67 Fahrzeuge vom Typ B. Der Anteil der Ineffizienzen am Gesamtsystem ist jedoch gering. Das Reichweitenproblem führt bei E-Bussystemen folglich nicht zu hohen Personalkosten durch betriebliche Ineffizienzen.

Die Bedarfskosten (Strom bzw. Diesel) bei E-Bussen sind im Vergleich zum Dieselsebus geringer und in beiden Batteriebus-Szenarien fast gleich hoch.

Die Kosten für die Ladeinfrastruktur fallen aufgrund der langen Lebensdauer mit drei bzw. vier Prozent kaum ins Gewicht.

Die Fahrzeugkosten (= jährliche Abschreibungen) sind der maßgebliche Faktor, der den Betrieb von emissionsfreien Bussen teurer macht als den Betrieb von Dieselsebussen. Betrachtet man die jährlichen Kosten für die Batterie (es wird hier eine Lebensdauer von sechs Jahren angenommen) sowie das restliche Fahrzeug (Lebensdauer zwölf Jahre), so sind die Abschreibungen in beiden Batteriebus-Szenarien circa um den Faktor 3,5 bis 4 teurer. Dies ist zum einen auf den Fahrzeugmehrbedarf und zum anderen auf den höheren Preis pro Bus bzw. Batterie zurückzuführen.

3) Auswirkungen auf die Gesamtemissionen des Bussystems

ABBILDUNG 3 zeigt die Emissionen der drei Szenarien im Vergleich. Zur besseren Kenntlichmachung der verbleibenden Emissionen der Batteriebus-Szenarien wurde die y-Achse unterbrochen.

Die wesentliche Kernaussage lautet: Durch die Elektrifizierung des betrachteten Gelenkbus-Teilnetzes können circa 5.500 Tonnen bzw. 75 % der jährlichen Emissionen durch das Bussystem eingespart werden – selbst dann, wenn die Herstellung von Batterien und deren CO₂-Emissionen in die Bilanzierung eingeschlossen werden.

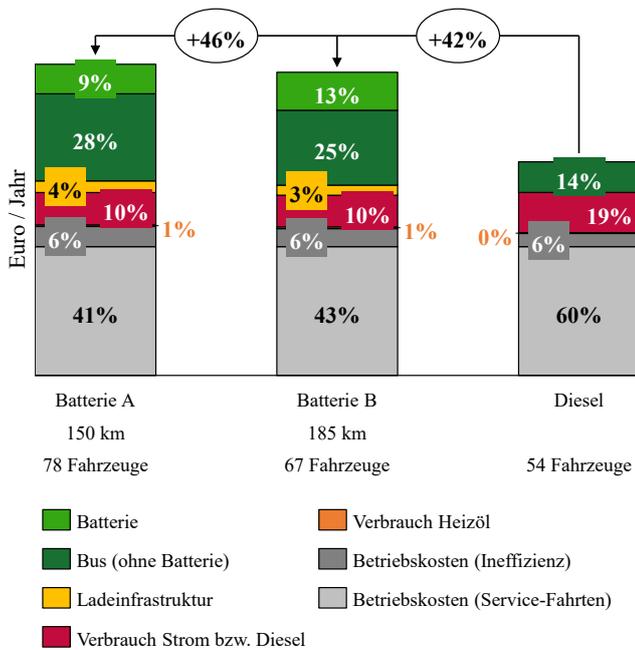


ABBILDUNG 2: SYSTEMKOSTEN VON DIESELBUS- UND ZWEI BATTERIEBUS-SZENARIEN IM VERGLEICH. DIE KOSTEN DER BATTERIESYSTEME LIEGEN FAST 50 % ÜBER DEN KOSTEN DES DIESELBUSSYSTEMS.

Dies ist auf das Wegfallen der hohen laufenden Emissionen durch das Verbrennen von Diesel zurückzuführen, welche für 93 % der Systememissionen stehen. Die Emissionen in der Herstellung der Dieselsebusse fällt hingegen kaum ins Gewicht.

Bei den Batteriebus-Szenarien entfallen circa 40 % der verbleibenden Emissionen auf die Herstellung der Batterien. In den Annahmen zu den spezifischen Emissionen der Batterieherstellung wurden konservative Werte angesetzt, um ein ungewolltes Greenwashing der Batterietechnologie zu vermeiden. Ein weiterer Stellhebel für die Reduktion der verbleibenden Emissionen scheint die Einsparung von Heizöl (circa 20 % der Emissionen) durch die Umstellung auf eine elektrische Heizung. Dies hätte jedoch zur Folge, dass die Reichweite der Gelenkbusse sinken würde. Dadurch steigt der Fahrzeugmehrbedarf erneut an. Dadurch ist fraglich, ob im Gesamtsystem am Ende die Einsparung des Heizöls die Mehr-Emissionen für die Fahrzeug- und Batterieherstellung ausgleichen. Insbesondere Reichweiten unterhalb von 150 km werden betrieblich äußerst kritisch gesehen.

VI. GESAMTKOSTENBETRACHTUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG EINES CO₂-PREISES

Um die eingesparten CO₂-Emissionen zu monetarisieren, wurde für eine Gesamtbetrachtung eine Bepreisung von CO₂ in Höhe von 215 Euro pro Tonne vorgenommen. Dies entspricht dem Wert, mit dem die Hamburger Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft rechnet. ABBILDUNG 4 zeigt die Gesamtkosten der drei Systeme, wenn die CO₂-Bepreisung berücksichtigt wird. Durch Emissions-einsparungen der Batteriebusssysteme sinken die prozentualen Mehrkosten im Vergleich zum Dieselsebusssystem auf circa 30 %. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass ein CO₂-Preis in der gewählten Höhe von 215 Euro pro Tonne CO₂ nicht für eine Parität zwischen Diesel und Batteriebusen ausreicht. Dies ist erst bei einem Preis von circa 800 Euro pro Tonne der Fall.

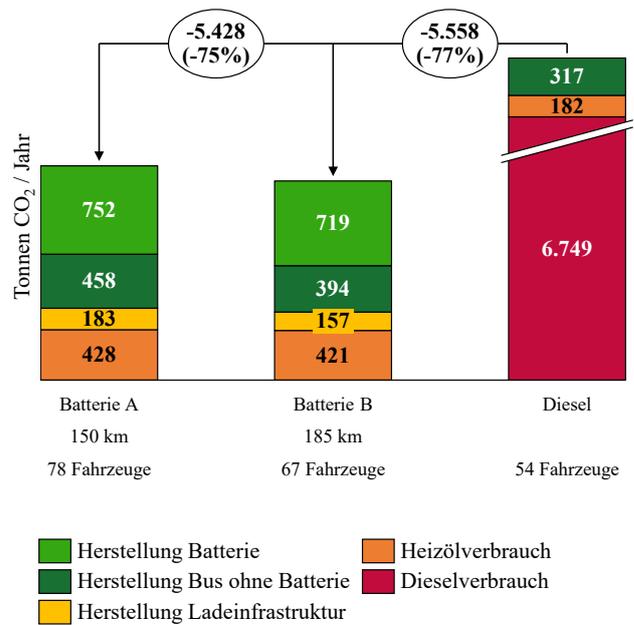


ABBILDUNG 3: SYSTEMEMMISSIONEN VON DIESELBUS- UND ZWEI BATTERIEBUS-SZENARIEN IM VERGLEICH. DIE BATTERIESYSTEME SPAREN CIRCA 5.500 TONNEN CO₂ (75 %) PRO JAHR EIN.

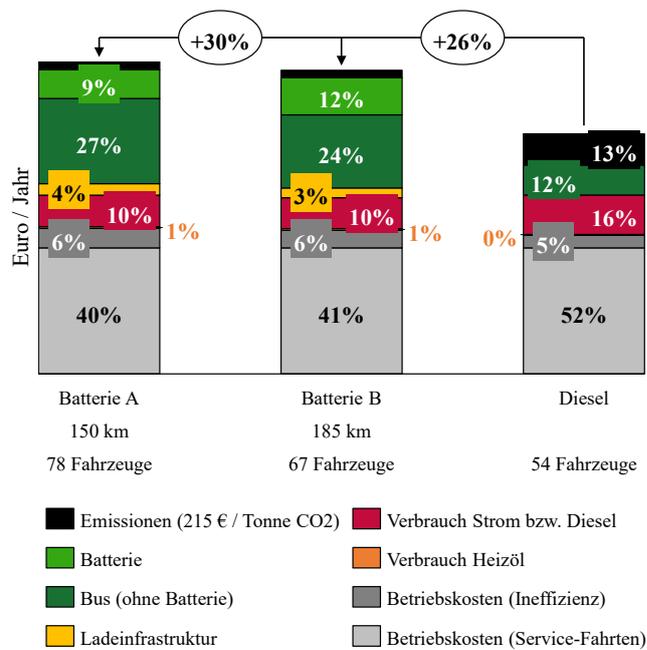


ABBILDUNG 4: KOSTENVERGLEICH UNTER BERÜCKSICHTIGUNG EINER CO₂-BEPREISUNG IN HÖHE VON 215 EURO PRO TONNE CO₂.

VII. FAZIT UND ZUSAMMENFASSUNG

Neben betrieblich-technischen Belangen ist die oberste Prämisse bei der Umstellung der Flotte auf emissionsfreie Antriebe die Wahl eines wirtschaftlich, ökologisch und sozial nachhaltigen Systemkonzepts. Derzeit konzentriert sich die ÖPNV-Branche im Wesentlichen auf die Umsetzung der Emissionsfreiheit durch den Einsatz von Batteriebusen mit dem Konzept des Depotladens. Bei 12 m Standardbussen sind die verfügbaren Reichweiten bereits so groß, dass der wesentliche Teil der Dieselsebusse 1:1 ausgetauscht werden kann. Im Gelenkbussegment (18 m) liegen die Reichweiten noch deutlich darunter. Dies führt dazu, dass für den Ersatz eines Dieselsebus mehr als ein Batteriebus beschafft werden müsste.

Die hier vorliegende Untersuchung hat quantifiziert, wie hoch der Fahrzeugmehrbedarf in einem Teilnetz der HOCHBAHN ist, wenn es bei den heute verfügbaren Reichweiten von 150 km bzw. 185 km bliebe und welche Folgen dies für die betriebliche Effizienz (Leerfahrten, Fahrzeugtausch, etc.) hätte.

Es wurde gezeigt, dass sich die systemischen Kosten um fast 50 % erhöhen. Die betrieblichen Mehrkosten durch Leerfahrten etc. fallen mit nur circa 3–4 % gering aus. Dominierend sind die hohen Fahrzeug- und Batteriekosten, die um den Faktor 3,5 bis 4 höher liegen als im Dieselsystem.

Die Systememissionen können um circa 5.500 Tonnen pro Jahr bzw. 75 % reduziert werden – trotz des Fahrzeugmehrbedarfes. Die verbleibenden Emissionen entfallen zum Großteil auf die Emissionen, die bei der Herstellung von Batterien anfallen (40 %). Es folgen die Emissionen für die Fahrzeugherstellung (30 %), der Einsatz der fossilen Zusatzheizung (20 %) sowie Herstellung und Entsorgung der Infrastruktur (10 %). Eine Abkehr von der fossilen Zusatzheizung ist bei den derzeit verfügbaren Reichweiten mit Vorsicht zu betrachten, da die dadurch sinkenden Reichweiten einen weiter erhöhten Fahrzeugmehrbedarf bedingen würden. Es bleibt zu prüfen, ob dies insgesamt zu mehr oder weniger Systememissionen führen würde.

Bilanziert man den Preis für die eingesparten CO₂-Emissionen, so verringern sich die prozentualen Mehrkosten der Batteriebusssysteme im Vergleich zum Dieselsystem auf circa 30 %. Eine Kostenparität zwischen den Systemen bedürfte einer CO₂-Bepreisung von circa 800 Euro pro Tonne CO₂.

Zusammenfassend lassen sich folgende Kernaussagen für die Zukunft der Elektrifizierung von Busflotten extrahieren:

- Die Reichweiten im Gelenkbussegment müssen signifikant (mindestens 50 %) steigen.
- Die Kosten für die Fahrzeuge und Batterien müssen signifikant sinken.
- Zur Einsparung der verbleibenden Emissionen ist die Verwendung von grüner Energie in der Herstellung von Batterien und Bussen sowie der Einsatz von recycelten Materialien unerlässlich.
- Eine Umstellung auf elektrisches Heizen kann erst dann ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll mit einem reinen Depotladekonzept erfolgen, wenn die Reichweiten ausreichend gestiegen sind (siehe Punkt 1).
- Alternativ müssten Mischkonzepte (z. B. dezentrales Laden oder der Einsatz von Brennstoffzellenbussen) zum Einsatz kommen, die eine wirtschaftlichere und ökologischere Lösung als das Konzept des reinen Depotladens darstellen könnten.

Gegenstand weiterer Untersuchungen sollte der Vergleich von alternativen Systemkonzepten, wie z. B. der Gelegenheitsladung und dem Einsatz der Brennstoffzelle sein. Weiterhin ist ein Vergleich der fossilen und elektrischen Heizung sinnvoll, um bewerten zu können, ob ein elektrisches Heizen wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist, wenn dadurch die verfügbaren Reichweiten sinken und sich ein Fahrzeugmehrbedarf ergibt.

DANKSAGUNG

Die Autoren danken allen Kolleginnen und Kollegen, die zum Gelingen der Umstellung der Busflotte auf emissionsfreie Antriebe beitragen, den Entwicklungspartnern sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, welche die Umstellung finanziell fördern.

LITERATUR

- [1] S. Dahlgren und J. Ammenberg, „Sustainability Assessment of Public Transport, Part I—A Multi-Criteria Assessment Method to Compare Different Bus Technologies,“ *Sustainability*, Bd. 13, Nr. 2, S. 825, 2021.
- [2] J. Ammenberg und S. Dahlgren, „Sustainability Assessment of Public Transport, Part II—Applying a Multi-Criteria Assessment Method to Compare Different Bus Technologies,“ *Sustainability*, Bd. 13, Nr. 2, S. 1273, 2021.
- [3] A. Lajunen und T. Lipman, „Lifecycle cost assessment and carbon dioxide emissions of diesel, natural gas, hybrid electric, fuel cell hybrid and electric transit buses,“ *Energy*, Bd. 106, S. 329-342, 2016.
- [4] O. Topal und İ. Nakir, „Total Cost of Ownership Based Economic Analysis of Diesel, CNG and Electric Bus Concepts for the Public Transport in Istanbul City,“ *Energies*, Bd. 11, Nr. 9, S. 2369, 2018.
- [5] D. Jefferies und D. Göhlich, „A Comprehensive TCO Evaluation Method for Electric Bus Systems Based on Discrete-Event Simulation Including Bus Scheduling and Charging Infrastructure Optimisation,“ *World Electric Vehicle Journal*, Bd. 11, Nr. 3, S. 56, 2020.
- [6] A. Grauers, S. Borén und O. Enerbäck, „Total Cost of Ownership Model and Significant Cost Parameters for the Design of Electric Bus Systems,“ *Energies*, Bd. 13, Nr. 12, S. 3262, 2020.
- [7] S. Borén, „Electric buses’ sustainability effects, noise, energy use, and costs,“ *International Journal of Sustainable Transportation*, Bd. 14, Nr. 12, S. 956-971, 2020.
- [8] A. Pathak, G. Sethuraman, A. Ongel und M. Lienkamp, „Impacts of electrification & automation of public bus transportation on sustainability—A case study in Singapore,“ *Forschung Im Ingenieurwesen-engineering Research*, Bd. 85, Nr. 2, S. 431-442, 2021.
- [9] N. Quarles, K. M. Kockelman und M. Mohamed, „Costs and Benefits of Electrifying and Automating Bus Transit Fleets,“ *Sustainability*, Bd. 12, Nr. 10, S. 3977, 2020.
- [10] M. Dietmannsberger und J. Burkhardt, „Modelling and Assessment of System Costs and CO₂-Emissions for Electrification of Bus Fleets,“ in *2021 Smart City Symposium Prague (SCSP)*, Prague, 2021.
- [11] E. Emilsson und L. Dahllöf, „Lithium-Ion Vehicle Battery Production Status 2019 on Energy Use, CO₂ Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling,“ IVL Swedish Environmental Research Institute, 2019.
- [12] H. Helms, H. Fehrenbach, K. Biemann, C. Kämper, U. Lamprecht, J. Jöhrens und K. Meyer, „Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen,“ Agora Verkehrswende, Berlin, 2019.

