Hamburger Energieinfrastruktur – Anforderungen, Problemstellungen und Lösungsansätze













Druckversion: ISSN 2698-8798 ISBN 978-3-86818-258-3

Digitale Version: ISSN 2698-8801 ISBN 978-3-86818-257-6 DOI 10.24405/17162

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 (0)40 6541-2757 (Detlef Schulz, Hrsg.)

E-Mail: detlef.schuz@hsu.hamburg

Gestaltung Einband: Michael Bölke

Bildnachweis Titelseite: Dr. Daniel Becker

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

Hamburger Energieinfrastruktur – Anforderungen, Problemstellungen und Lösungsansätze

mit Beiträgen der Hamburger Energienetze GmbH, der Hamburger Energiewerke GmbH, der Hamburger Energiewerke Geothermie GmbH, der hySOLUTIONS GmbH, der Hamburger Hochbahn AG, des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme, der Universität Hamburg, der Technischen Universität Hamburg und der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Februar 2025

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 3083 E-Mail: detlef.schulz@hsu.hamburg

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

Redaktionelle Überarbeitung:

Detlef Schulz Edgar Diego Gomez Anccas Andreas Stadler



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

Inhaltsverzeichnis

Vorworte

V.1	Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme	7
V.2	Vorwort des Geschäftsführers der Hamburger Energienetze GmbH	8
V.3	Vorwort der Geschäftsführerin der Hamburger Energiewerke GmbH	9
V.4	Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG	10
Kapitel 1	Innovative Projekte für den Klimaschutz im Raum Hamburg	
1.1	Entwicklung einer Sharing-Plattform zur koordinierten Auslastungssteigerung von betrieblicher Ladeinfrastruktur	13
1.2	Laboruntersuchung zu Einflussfaktoren auf die Impedanzcharakteristik von Wechselrichtern	10
1.3	WIRE-UP - Resonanzstellenbeobachtung zur Kapazitätsausschöpfung -	25
14	Aktive Planung von robusten gekonnelten Netzen	23
1.4	Characterisation of Fuel Cell Membranes using Ha Pumping Operation	37
1.5	Hochredundantes, emissionsarmes Flugzeug-Antriebssystem mit multiplen	57
	Wasserstoff-Brennstoffzellen	45
1.7	Mit mitteltiefer Geothermie zur integrierten Wärmewende	51
Kapitel 2	Zukünftige Steuerung und Kommunikation in Energie Hubs	
2.1	Dimensionierung und Betriebsführung von Lithiumionen-Batterie- Speichersystemen unter Berücksichtigung von Degradationseffekten	57
2.2	Towards Distributed Network Security Monitoring in Smart Microgrids	69
2.3	Acceleration of First-Principles Atomistic Simulations with Bayesian	72
2.4	KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement – Evaluierung im Simulationslabor und prototypische Systementwicklung	75 77
2.5	Automatisierte Bewertung transienter Vorgänge in Microgrids Autotrans"	85
2.6	Strukturmodellierung einer Doppelstrang-Wasserstoffanlage für netzdienliche	05
2.7	Steuerungsvorgänge	91 97
Kapitel 3	Neue Ansätze bei der Netzanalyse und Netzsteuerung	
3.1	Wärmelastprognose mittels eines neuronalen Netzwerkes	109
3.2	Validierung einer standardisierten Netzimpedanznachbildung zur Bewertung nichtlinearer Verbraucher	115
3.3	Konstruktive Optimierung der Spannungsfestigkeit am bestehenden Design des 110-kV-Netzimpedanzmesscontainers	121
3.4	Entwicklung eines netzseitigen Lastmanagements auf Basis intelligenter nichtlinearer Systemidentifikation zur Vermeidung von Transformator-	120
3.5	Erweiterung eines Prüfstandes zur Bewertung von Strom- und Spannungssensoren für Power-Quality-Messungen	129
3.6	Untersuchung der Power Quality verschiedener elektrischer Verbraucher auf Schiffen	142
3.7	Aktueller Stand der Großladeinfrastruktur – Reallabor am Kronprinzkai	153

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Vorworte

zum Band "Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz"

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg Hamburger Energienetze GmbH Hamburger Energiewerke GmbH Hamburger Hochbahn AG Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

"Sei selbst die Veränderung, die du in der Welt sehen möchtest." - Mahatma Gandhi

Alles verändert sich ständig, auch die Energiewirtschaft als ertragsstärkster Sektor unserer Volkswirtschaft. Diese Veränderungen sollen unseren Ressourcenverbrauch und die klimaschädlichen Emissionen verringern. Dafür ist ein permanenter Umbau der Erzeugungs- und Netzstrukturen über die nächsten zwei Jahrzehnte erforderlich. Wegen der notwendigen hohen Investitionen muss jeder Schritt gut geplant, diskutiert und erklärt werden, damit ein gesellschaftlicher Konsens erzielt werden kann. Gleichzeitig soll alles möglichst schnell vorangehen, um die zunehmenden Klimaprobleme nicht weiter zu verschärfen. Das sind spannende und herausfordernde Aufgaben, denen sich Politik, Wirtschaft, Behörden und Wissenschaft gemeinsam stellen müssen.

Deshalb freue ich mich sehr darüber, dass wir diesen sechsten Band der "Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz" wieder mit unseren Forschungs- und Anwendungspartnern gestalten konnten, der Hamburger Energienetze GmbH, der Hamburger Energiewerke GmbH, der Hamburger Energiewerke Geothermie GmbH, der Hamburger Hochbahn AG, der hySOLUTIONS GmbH, der Universität Hamburg, der Technischen Universität Hamburg, dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme aus Freiburg und unseren Kollegen von der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg.

In den kommenden Jahren und Jahrzehnten wird es einen in seiner Dimension beispiellosen Infrastruktur-Ausbau in Deutschland und Europa geben. Das Hamburger Stromnetz wird auf eine Verdopplung des jetzigen Leistungsbezugs ausgebaut, das bestehende Gasnetz wird langfristig stillgelegt und in Teilbereichen auf Wasserstoff umgerüstet, parallel entsteht ein vorgelagertes Wasserstofftransportnetz. Der schnelle Anstieg der elektrischen Verbraucher in den Bereichen der Wärmeversorgung und der Mobilität erfordern dazu passende Netzinfrastrukturen. Die Beiträge dieses Sammelbands geben einen kleinen Einblick in aktuelle Entwicklungen.

Das konstruktive Miteinander von Wissenschaft und Industrie kann und wird viele neue Lösungen für die Energieprobleme dieser Zeit und darüber hinaus erschließen, testen und umsetzen. Dieser Band widmet sich insbesondere Forschungsperspektiven von innovativen Projekten für den Klimaschutz im Raum Hamburg, für die zukünftige Steuerung und Kommunikation in Energie Hubs und neuen Ansätzen zur Netzanalyse und Netzsteuerung. Darüber hinaus werden eingesetzten Messverfahren diskutiert und die notwendige Kommunikation unter den Netzteilnehmenden aufgezeigt.

Die Beiträge sind den folgenden drei Kapiteln zugeordnet:

- 1. Innovative Projekte für den Klimaschutz im Raum Hamburg
- 2. Zukünftige Steuerung und Kommunikation in Energie Hubs
- 3. Neue Ansätze bei der Netzanalyse und Netzsteuerung

Ich möchte mich bei allen Autoren dafür bedanken, dass sie auch in diesem Jahr wieder mit viel Engagement zum Gelingen beigetragen haben.

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/ees/forschung/publikationen

Nun wünsche ich Ihnen viel Freude beim Lesen und freue mich auf rege Diskussionen, neue Ideen und Anregungen, gern auch über mögliche spannende Themen für die Beiträge der kommenden Jahre, denn wir benötigen noch viele innovative Lösungen für den Umbau unseres Energiesystems.

Hamburg, im Februar 2025

Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

Vorwort des Geschäftsführers der Hamburger Energienetze GmbH – Drei Energienetze, ein Ziel: der Klimaschutz

Im Namen der Hamburger Energienetze GmbH freue ich mich, den sechsten Band der "Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz" mit einzuleiten. Mein Dank gilt allen, die mit ihrem Engagement zur Weiterentwicklung dieser Schriftenreihe beitragen und besonders Herrn Professor Detlef Schulz, der uns erneut die Möglichkeit gibt, unsere Erfahrungen und Fortschritte darzustellen.

Die Bedeutung des Klimaschutzes nimmt auch in Krisenzeiten nicht ab. Zunehmende Wetterextreme und ihre Auswirkungen auf unsere Infrastruktur machen klar, dass der Klimawandel längst zum alltäglichen Problem geworden ist, dem wir uns stellen müssen. Als Betreiber kritischer Energieinfrastruktur gilt unser Hauptaugenmerk der Versorgungssicherheit. Zugleich treiben wir aktiv die Transformation voran – bei Energie, Wärme und Mobilität.

Vor uns liegt der Ausbau unseres intelligenten, zukunftsfähigen Stromnetzes sowie der Aufbau des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes HH-WIN. Hier rollen die Bagger, nachdem Bundeswirtschaftsminister Habeck im Sommer die IPCEI-Förderung überreicht hat. Allein diese entstehende Dekarbonisierungsoption für die Industrie hilft Hamburg, den CO₂-Ausstoß schon ab 2031 um rund 1,4 Millionen Tonnen pro Jahr zu senken. Wir sind sehr stolz auf dieses Projekt.

Aber auch an anderen Stellen kommen wir voran: Bereits heute setzen wir auf digitale Technik bei Steuerung von Verbrauch und Erzeugung im Stromnetz und stabilisieren so dessen Betrieb. Neue Netzlasten wie E-Auto-Ladeinfrastrukturen und Wärmepumpen aber auch neue Einspeiser wie PV-Anlagen erfordern hier innovative technische Lösungen. Unsere Projekte zur vollständigen Elektrifizierung des öffentlichen Nahverkehrs mit HOCHBAHN und VHH sowie unsere Partnerschaften im Bereich der Wärmewende mit den Hamburger Energiewerken zeigen, wie wichtig eine koordinierte und ressourcenschonende Nutzung bestehender Infrastrukturen ist.

Ein Beispiel für unsere Innovationen gibt das Projekt "FAMOUS" in diesem Band. Unser Team entwickelt gemeinsam mit Partnern eine Plattform, die betrieblich genutzte Ladestationen für die allgemeine Nutzung zugänglich macht, wenn sie gerade nicht benötigt werden. Diese Form des Asset-Sharings verbessert Auslastung und Wirtschaftlichkeit der Ladeinfrastruktur. Kalenderbasierte Reservierungen und ein gezieltes Nutzermanagement erlauben diesen komplementären Einsatz – und damit mehr klimafreundliche Mobilität.

Als Hamburger Energienetze sind wir uns der Verantwortung beim Erreichen der Hamburger Klimaziele bewusst. Mit einem Investitionsvolumen von fünf Milliarden Euro in den kommenden zehn Jahren stellen wir sicher, dass unsere Strominfrastruktur wachsende Anforderungen erfüllt. Hier wie auch bei der Gasversorgung bleibt unser oberstes Ziel eine konstant hohe Versorgungssicherheit. Die beiden Ziele sind für uns leitend bei der täglichen Arbeit an unseren nun drei Energienetzen.

Doch die Energiewende braucht vielfältige Ideen und Lösungen, um Hamburg auf dem Weg in eine nachhaltige Zukunft voranbringen. Der vorliegende Band stellt exemplarisch einige davon vor.

Eine inspirierende Lektüre wünscht Ihnen

Michael Dammann

Geschäftsführer, Hamburger Energienetze GmbH

Vorwort der Geschäftsführerin der Hamburger Energiewerke GmbH

Liebe Leserinnen und Leser,

Hitzewellen, Starkregen, schwindende Biodiversität haben längst auch Nordeuropa erreicht. Die Klimakrise ist kein entferntes Szenario, das wir in die Zukunft verschieben können. Wir stecken mittendrin. Um Schlimmeres zu verhindern sind wir alle aufgerufen, jetzt konkret zu handeln. Klimaschutz sichert die Freiheiten kommender Generationen – hier in der Hansestadt Hamburg, in Deutschland und weltweit. Die beste Option zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen sind der Ausbau und die Nutzung erneuerbarer und klimaneutraler Energiequellen.

In unserer besonderen Verantwortung als öffentliches Unternehmen sind wir dabei, uns entsprechend zukunftsfähig aufzustellen. Dabei steht unser eigenes Handeln im Spannungsfeld zwischen Daseinsvorsorge und Wirtschaftlichkeit. Die Hamburger Energiewerke befinden sich auf dem Weg von einem Versorgungsunternehmen zum integrierten Energieversorger und unsere Ziele sind ambitioniert: Bis 2030 wollen wir den Ausstieg aus der Kohle schaffen, bis 2045 komplett klimaneutral werden. Dafür stellen wir unsere Erzeugung von zwei zentralen Anlagen auf ein modulares Verfahren mit vielen unterschiedlichen Komponenten um. Exemplarisch möchten wir Ihnen hier drei Beispiele nennen: Mit den 40 Megawatt industrieller Abwärme des Kupferproduzenten Aurubis werden wir künftig 20.000 Haushalte mit Wärme versorgen. Mit einem Geothermie-Pilotprojekt in Wilhelmsburg machen wir bis zu 6.000 Haushalten Erdwärme als natürliche Energiequelle zugänglich. An unserem neuen Standort, dem ehemaligen Kraftwerk Moorburg, bauen wir einen 100 Megawatt Elektrolyseur, der mit Hilfe von Wind- und Solarenergie grünen Wasserstoff produziert. Im Rahmen unseres Transformationsplans arbeiten wir daran, die Wärmenetze klimaneutral zu gestalten. Jedes Jahr kommen weitere spannende Projekte hinzu.

Den Hamburger Energiewerken ist es ein Herzensanliegen, die Bedeutung des Klimaschutzes mit immer neuen Innovationen und einem partnerschaftlichen Vorgehen mit anderen Akteuren zu stärken. Wir freuen uns deshalb sehr über diese neue Ausgabe der Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz. Sie bietet Akteuren aus der Hamburger Metropolregion und darüber hinaus eine Plattform, um ihre Forschungsinitiativen und wissenschaftlichen Beiträge zum technischen Klimaschutz einem breiten Publikum sowie der Forschungsgemeinschaft zugänglich zu machen. In diesem Buch finden Sie eine Sammlung aktueller wissenschaftlicher Erkenntnisse zu vielen unserer Kernthemen: Ob elektrische und integrierte Energiesysteme, Elektromobilität oder der Einsatz von Wasserstofftechnologien in Energienetzen. Wir brauchen jede einzelne von ihnen, schließlich besteht die Energiewende aus einer Vielzahl von Bausteinen.

Viel Freude beim Lesen

Ihre Kirsten Fust

Geschäftsführerin, Hamburger Energiewerke GmbH

Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG

Nachhaltigkeit und Klimaneutralität sind zentrale Ziele der Hamburger Hochbahn AG, die sich der Herausforderung der Emissionsreduktion und der Nutzung umweltfreundlicher Technologien verschrieben hat. Ein bedeutendes Projekt ist die vollständige Umstellung der Dieselbusflotte auf emissionsfreie Elektrobusse bis 2030. Dieser Wandel trägt maßgeblich zur Umsetzung des Hamburger Klimaplans bei, der CO₂-Neutralität bis 2045 vorsieht.

Um diese ehrgeizigen Ziele zu erreichen, spielt die Sektorenkopplung eine wichtige Rolle. Sie ermöglicht eine intelligente Verknüpfung von Mobilität und Energie, um den steigenden Energiebedarf durch die wachsende Elektrobusflotte effizient zu decken. Diese Herausforderung verlangt innovative Ansätze im Bereich des Lademanagements, um sowohl betriebliche als auch externe Netzanforderungen zu berücksichtigen.

Mit dem Projekt "KoLa" (Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr) arbeitet die Hochbahn eng mit Partnern zusammen, um eine flexible Stromnutzung zu ermöglichen. Hierbei werden Ladevorgänge der Busse nach ökologischen und ökonomischen Aspekten optimiert, während gleichzeitig die Netzstabilität gewährleistet wird. Das Projekt untersucht zudem das Potenzial eines flexiblen Strombezugs, um den notwendigen Netzausbau zu minimieren.

Hamburg, im Oktober 2024

Jens Lang

Technischer Vorstand der Hamburger Hochbahn AG

Kapitel 1 Innovative Projekte für den Klimaschutz im Raum Hamburg

mit Beiträgen von

Hamburger Energienetze GmbH Technische Universität Hamburg Hamburger Energiewerke Geothermie GmbH Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

hySOLUTIONS GmbH Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Entwicklung einer Sharing-Plattform zur koordinierten Auslastungssteigerung von betrieblicher Ladeinfrastruktur

Matthias Meinert* Innovationsmanagement Hamburger Energienetze GmbH Hamburg, Deutschland *matthias.meinert@hamburger-energienetze.de

Kurzfassung - Der gegenwärtige Markthochlauf in der Elektromobilität führt einerseits zu erheblichen Ladebedarfen, andererseits zu einem starken Zubau an Ladeinfrastruktur. Ladestationen können für die öffentliche Nutzung errichtet werden oder für den privaten oder betrieblichen Gebrauch. Im Rahmen des Innovationsprojekts "FAMOUS" wird eine Sharing-Plattform entwickelt, auf der Eigentümer ihre betrieblich genutzten Ladestationen zur Nutzung in jenen Zeiten anbieten, in welchen sie diese nicht selbst benötigen. Berechtigte Nutzer können die reservierbaren Zeitfenster buchen und erhalten so einen verlässlichen Zugang zu exklusiven Ladestationen. Durch das Asset-Sharing wird somit die Auslastung und die Wirtschaftlichkeit der Ladestationen gesteigert. Die koordinierte komplementäre Nutzung von existierender Ladeinfrastruktur führt zu einer erhöhten Ressourceneffizienz, besseren Verfügbarkeit und attraktiveren Nutzungskonditionen und leistet somit einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung der Mobilität. In den Fokus dieses Beitrags werden im Rahmen der Konzeption der Sharing-Plattform zwei grundlegende technische Funktionalitäten gestellt, die Form einer kalenderbasierten in Reservierungsfunktion sowie einer Beschränkung des Nutzerkreises ausgestaltet sind.

Stichworte – Elektromobilität, Ladestations-Sharing, Reservierungssystem, Zugangssteuerung, Hamburg

NOMENKLATUR

AFIR	EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
B2B	business-to-business
B2C	business-to-customer
CPMS	Charge Point Management System
СРО	Ladestationsbetreiber (Charge Point Operator)
EMAID	Identifikationscode für Ladeservice- Nutzer
EMP	Ladeserviceanbieter (E-Mobility Provider)
ID	Identifikationscode
MVP	Minimum Viable Product

Galya Vladova* hySOLUTIONS GmbH Hamburg, Deutschland *galya.vladova@hysolutions.de

PkwPersonenkraftwagenOCPIOpen Charge Point InterfaceOCPPOpen Charge Point Protocol

I. EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors ist für die Erreichung der europäischen und nationalen Treibhausminderungsziele von entscheidender Bedeutung. wichtiger Baustein für Reduktion Ein die der Umweltauswirkungen des Verkehrssektors ist die Umstellung auf Elektromobilität. Die Ziele der Politik für den Einsatz von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben sowie für den Ausbau der Ladeinfrastruktur sind ambitioniert. Im Jahr 2023 erzielten die EU-Staaten eine Grundsatzeinigung über ein weitgehendes CO2 Zulassungsverbot von emittierenden Personenkraftwagen (Pkw) ab 2035 [1] und beschlossen eine neue EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) [2]. Auf Bundesebene wurde das Ziel von 15 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2030 [3] einem flächendeckenden und bedarfsgerechten sowie Ladeinfrastrukturausbau [4] festgeschrieben. Insgesamt zeichnet sich in Deutschland ein schrittweiser Anstieg von Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastruktur ab. Anfang 2024 waren hierzulande rund 1,4 Millionen rein batterieelektrische Pkw sowie rund 2,9 Millionen Hybrid-Pkw registriert [5]. Ein Großteil der neu zugelassenen Elektrofahrzeuge sind dabei auf gewerbliche Halter angemeldet [6].

Die Fuhrparkelektrifizierung rückt vor dem Hintergrund rechtlicher Vorgaben und des gestiegenen Nachhaltigkeitsstrebens verstärkt in den Fokus. Der Bedarf von Ladeinfrastruktur an Unternehmensstandorten wächst für das Aufladen der Firmenflotte, aber auch für Dienstwagen, private Mitarbeiterund Kundenfahrzeuge. Die Mobilitätsprofile von Unternehmensfuhrparks, die Standzeiten der Fahrzeuge und somit auch die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sind vielfältig.

Entscheidend für die Errichtung und Ausgestaltung von Ladeinfrastruktur an Unternehmensstandorten sind wirtschaftliche Faktoren, auch in Bezug auf den Betrieb der Ladeinfrastruktur. Diese hängen vom Auslastungsgrad der Ladeinfrastruktur ab. Eine hohe zeitliche Auslastung und eine frühe Amortisation der Investitionskosten sind durch ausschließlich eigene Nutzung der Ladeinfrastruktur bzw. mit der Beschränkung der komplementären Nutzung durch einzelne interne Stakeholder (bspw. Mitarbeiterladen) nicht Die Öffnung der immer gegeben. betrieblichen Ladeinfrastruktur für dritte "Fremdnutzer" kann dagegen einen erheblichen wirtschaftlichen Mehrwert bieten. Neben wirtschaftlichen Gründen zum Teilen von Ladeinfrastruktur kommen zudem ökologische sowie weitere praktische Gründe hinzu. Auf Nutzerseite bietet ein exklusiver Zugang zu betrieblichen Ladepunkten insbesondere für Nutzergruppen ohne eigene Lademöglichkeit, wie z.B. Taxi- und Carsharing-Unternehmen, eine verlässliche und planbare Einbindung in Betriebsabläufe.

(Technologies, Das Innovationsprojekt FAMOUS Standards and Business Models for grid-friendly Assetsharing of charging Infrastructure) hat zum Ziel, das Potenzial für Ladestations-Sharing zu ermitteln und unternehmensübergreifende Kooperationen zu fördern. Kernaufgabe des Projekts ist die Entwicklung und Erprobung einer Sharing-Plattform für das Reservieren und Teilen von betrieblich genutzter Ladeinfrastruktur. Über die zu Unternehmen entwickelnde Plattform können ihre Ladestationen zur Nutzung in Zeiten anbieten, in welchen sie diese nicht selbst benötigen. Zumeist treten die Unternehmen selbst als Ladestationsbetreiber (CPO) auf. Alternativ kann der Betrieb der Ladeinfrastruktur durch einen dienstleistenden CPO erfolgen. Nutzende, auch Sharing-Kunden genannt, können die Ladestationen zu einem zukünftigen Zeitpunkt unter Angabe von Parametern wie z.B. der erwarteten Ladedauer und dem prognostizierten Energiebedarf buchen. Durch eine Vorab-Reservierung können sowohl Ladekomfort und Planungssicherheit auf Nutzerseite erhöht werden als auch eine bessere Auslastungsplanung der betrieblichen Ladestationen ermöglicht werden. Die Reservierungsinformationen lassen sich zudem über eine digitale Schnittstelle an den Verteilnetzbetreiber weiterleiten. So kann dieser die Netzauslastung besser prognostizieren und bei Bedarf Maßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes ergreifen. Darüber hinaus werden im Projekt Fragen der Abrechnung, der Tarifierung, des Zugangs zum Betriebsgelände respektive zum Standort der Ladestationen sowie erforderliche vertragliche Grundlagen untersucht bzw. erarbeitet.

Das im August 2023 gestartete Innovationsprojekt FAMOUS wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Programms Elektro-Mobil VI gefördert und hat eine Laufzeit von insgesamt drei Jahren. Das interdisziplinäre Projektkonsortium umfasst sieben Förderpartner - hySOLUTIONS, Boesche Rechtsanwälte, Cambio Mobilitätsservice, **DLR-Institut** für Verkehrsforschung, IKEM, msu solutions und Hamburger Energienetze sowie elf assoziierte Organisationen mit langjähriger Expertise im Bereich der Elektromobilität und der Energiewende. Die Hamburger Energienetze verantworten hierbei die Entwicklung und Erprobung der Sharing-Plattform.

II. HINTERGRÜNDE ZUR MARKTENTWICKLUNG

Im Zuge der Digitalisierung ist ein zunehmendes Aufkommen plattformbasierter Geschäftsmodelle sowohl im "business-to-customer" (B2C)-, als auch im "business-tobusiness" (B2B)-Bereich zu beobachten. Im B2C-Bereich dienen Sharing-Plattformen als digitale Marktplätze und haben zum Ziel, die Interaktion, den Austausch und den Handel zwischen Anbietern und Nachfragern in einem digitalen Umfeld zu ermöglichen oder zu erleichtern. Im B2B-Bereich werden Sharing-Plattformen zur digitalen Vernetzung von Unternehmen eingesetzt mit dem Ziel, Ressourcen, Informationen und Dienstleistungen miteinander zu teilen. Im Vergleich zum B2C-Bereich sind Plattformen im B2B-Segment häufig hoch spezialisiert. Sie sind dadurch charakterisiert, dass sie unterschiedliche unternehmensindividuelle Bedürfnisse gleichzeitig abdecken und zugleich ein gewisses Maß an Standardisierung von Informationsflüssen und Abläufen erfüllen [7].

Die Entstehung von Sharing-Plattformen hat zu neuen, netzwerkbasierten Angeboten und Dienstleistungen auch im Verkehrssektor geführt. Im Verkehrskontext wird Sharing als die Nutzung eines Assets durch mehrere Personen nacheinander verstanden, die nicht Eigentümer des Assets sind. Plattformbasierte Modelle sind dabei insbesondere mit dem Teilen von Fahrten und Fahrzeugen verbunden [8]. Die gemeinschaftliche Nutzung von Infrastruktur, bspw. Ladestationen für Elektrofahrzeuge, ist demgegenüber noch wenig etabliert. In diesem Marktfeld ist insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Elektrifizierung von Fahrzeugflotten ein erhebliches Entwicklungspotenzial zu erwarten.

Die gegenwärtig verfügbaren Lösungen für Ladestations-Sharing sind meist in Modellprojekten entwickelte Konzepte und Dienstleistungen, die sich aktuell in der Pilotierung bzw. in frühen Betriebsphasen befinden. Im B2C-Bereich stehen gebietsunabhängige Plattformen wie ChargeIQ und Charge at Friends zur Verfügung. Diese zielen darauf ab die Verfügbarkeit von Ladestationen zu erhöhen, indem sie insbesondere privaten Besitzern ermöglichen die eigene Ladeinfrastruktur anderen zur Mitnutzung bereitzustellen. Das Ziel bisheriger Konzepte im B2B-Bereich besteht dagegen darin, die Auslastung der betriebseigenen Ladeinfrastruktur zu erhöhen und Zwischenladungen von Partnerunternehmen zu ermöglichen, um die Notwendigkeit von Rückfahrten zum jeweiligen Betriebshof zu verringern. So wurde im Projekt Smart eFleets erforscht, wie ein unternehmensübergreifendes Ladestations-Sharing zwischen den Berliner Versorgungsunternehmen erfolgen kann. Die pilothafte Demonstration zeigte, dass Fragen der Interoperabilität mit Drittsystemen weiterer Diskussion und technischer Entwicklung bedürfen.

Eine erweiterte Marktanalyse zu Ansätzen smarter und koordinierter Ladestationsnutzung zeigt, dass der Bedarf an technologischen Lösungen für eine koordinierte Ladeinfrastrukturnutzung steigt. Unternehmen wie ChargePoint, E.ON und Monta bieten bereits heute virtuelle Warteschlangensysteme an. Diese Lösungen sollen Mitarbeiter oder auch Wohnungseigentümer in die Lage versetzen, sich in eine digitale Warteliste für einen Ladeplatz einzutragen. Die Lösungen agieren dabei als technisch in sich geschlossene Systeme, deren Funktionen meist auf einen Anwenderkreis im privaten bzw. direkten Umfeld beschränkt sind. Zugleich werden in der Branche erste Ansätze für die Reservierung von Ladestationen diskutiert und erprobt. Reservierungsfunktionalitäten werden eingesetzt, um zeitliche Planungen in den Ladevorgängen zu optimieren sowie eine koordinierte Nutzung der Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Der Komplexitätsgrad von Reservierungen variiert zwischen den potenziellen Anwendungsfällen sehr stark. Insbesondere die Optimierung von wirtschaftlichen Abläufen für gewerblicher Betriebe, wie z.B. Logistiker, stellt eine Planbarkeit durch Reservierungsfunktionalitäten einen erheblichen Mehrwert dar. Für Privatkunden sind der einfachere Zugang zu Ladestationen sowie die bessere Planbarkeit wichtige Mehrwerte.

Die Möglichkeiten einer exklusiven Reservierung und Zuweisung von Zeitfenstern bei der Ladeinfrastrukturnutzung sind seit längerem Gegenstand von vielfältigen Fallstudien und wissenschaftlichen Arbeiten [9] [10] [11]. In der Praxis sind es zumeist Pilotprojekte unter Reallaborbedingungen, welche sich den technisch und wirtschaftlich komplexen Herausforderungen stellen. So wurden in den Reallaboren Quartiersladen in Hamburg und MEISTER Neighborhood Mobility in Berlin forschungspraktische Erfahrungen zur Nutzung von reservierbaren Anwohner-Ladestationen von einem fest definierten Nutzerkreis in einem räumlich abgegrenzten Quartier gesammelt. Im Projekt charge4C wurde eine digitale Sharing-Plattform entwickelt, über welche Elektromobilisten öffentlich-zugängliche Ladestationen in Saarlouis reservieren und von einer dynamischen Bepreisung der Ladevorgänge profitieren konnten. Herausforderungen in der Reservierung von Ladestationen werden derzeit in den aktuell noch laufenden Projekten SPIRIT-E (Ladestations-Logistikstandorten) Sharing an und SeQueRe (Warteschlagenund Reservierung öffentlichen an Ladepunkten entlang von Verkehrsachsen) adressiert. Es handelt sich hierbei um anwendungsspezifische Pilotprojekte, die einen Beitrag zur technischen und regulatorischen Weiterentwicklung der Reservierungsfunktionalität leisten können. Genau hier setzt das Projekt FAMOUS an, entwickelt und demonstriert ein skalierbares Konzept fiir kalenderbasierte Reservierungen von gewerblicher Ladeinfrastruktur im Kontext von Ladestations-Sharing. Kern des Konzeptes ist eine digitale Sharing-Plattform, mit dessen Hilfe die Reservierungsprozesse und Ladebedarfe unterschiedlicher Nutzergruppen koordiniert werden.

III. KONZEPTION DER SHARING-PLATTFORM

Essenzieller Fokus bei der Konzeption der Sharing-Plattform ist es, ein technisches Modul zu entwickeln, das in bestehende IT-Systeme integriert werden kann und unter Nutzung allgemeingültiger Kommunikationsstandards bereits existierende Akteure der Elektromobilität CPO, (EMP) und Ladeserviceanbieter Kunden bzw. Elektromobilisten - miteinander verbindet. Somit verkörpert die Sharing-Plattform eine neuartige Marktrolle. Hierbei ergänzt die Sharing-Plattform das bereits vorhandene Marktakteure Serviceangebot bestehender im Anwendungsfall "Teilen von Ladeinfrastruktur" um zwei technische Kernfunktionalitäten: Beschränkung des Nutzerkreises sowie einer kalenderbasierte Reservierungsfunktion (s. ABBILDUNG 1).

Für ein vereinfachtes Verständnis werden an dieser Stelle weitere Funktionalitäten ausgeklammert, mit welchen die Sharing-Plattform Mehrwerte generiert. Beispielhaft zu nennen sind hier die Administration der Sharing-Verfügbarkeiten, CPO Kunden-Koordination, Matchmaking zwischen Ladestationsbereitsteller bzw. CPO und Kunde, vertragliche Grundlagen sowie Implikationen zur Netzprognose, die im erweiterten Sinne Einfluss auf den Anwendungsfall "Laden an Ladeinfrastruktur von Dritten via Sharing-Plattform" haben.



ABBILDUNG 1: SHARING-PLATTFORM ALS NEUE MARKTROLLE.

A. Methodische Vorgehensweise

Die methodische Vorgehensweise und die softwarebasierte Konzipierung der Sharing-Plattform folgt den Ansätzen des Minimum Viable Products (MVP) der Softwareentwicklung. Dabei handelt es sich um einen iterativen und inkrementellen Ansatz, der darauf abzielt, zunächst ein Produkt mit den minimal notwendigen Funktionen zu entwickeln, um die Kernbedürfnisse der Nutzer erfüllen und gleichzeitig bereits in zu frühen Entwicklungsstadien wertvolles Feedback zu sammeln [12] [13]. Dieser Ansatz ermöglicht es nutzerzentriert die Kernfunktionalitäten zu einem erforderlichen Reifegrad zu führen, um nachfolgend weitere Funktionen mit konkreten Anwendungsfällen und Kundennutzen auszuprägen. Der technischen Entwicklung vorgeschaltet sind hierbei die drei Schritte: Eingrenzung des Kernproblems/ Identifikation der zentralen Hauptbedürfnisse der Stakeholder, Definition der Kernfunktionen sowie Prototyping und Visualisierung.

B. Kernfunktionalitäten

Die nachfolgenden näher beschriebenen Kernfunktionalitäten bilden die Grundlagen für eine koordinierte Mitbenutzung von betrieblicher Ladeinfrastruktur und grenzen die Anwendungsfälle des Ladens via Sharing-Plattform deutlich von denen des herkömmlichen privaten oder öffentlichen Ladens ab.

1) Beschränkter Nutzerkreis

Die Beschränkung des Nutzerkreises in Form von durch den Ladestationsbereitsteller bzw. dem CPO definierbare Zielgruppen stellt sicher, dass diejenigen nur Elektromobilisten technischen Zugang zu Ladestationen erhalten, die der CPO für die Nutzung der Ladeinfrastruktur adressiert. Dabei stellt der Nutzerkreis von Ladestationen ein wichtiges Kriterium für die Konfiguration und den Betrieb von Ladestationen dar. Sowohl rechtliche als auch technische Anforderungen lassen sich daraus ableiten. Im rechtlichen Fokus steht, ob es sich bei einer Ladestation um öffentliche oder private Ladeinfrastruktur handelt. Während bei öffentlichen Ladepunkten der Zugang und die Nutzung grundsätzlich "unabhängig von der Marke ihres Fahrzeugs und in benutzerfreundlicher und diskriminierungsfreier Weise möglich sein" [2] soll, unterliegen private, wie auch formal als privat geltende betriebliche Ladepunkte weitaus weniger Regularien und Anforderungen. Sie müssen sich nicht an die Vorgaben der AFIR halten, sofern sie einem eingeschränkten Nutzerkreis zur Verfügung stehen. Soll eine Autorisierung der Nutzer über extern vom EMP verwaltete Zugangsmedien (RFID-Karten, Apps, Zertifikate) erfolgen, sind technische Schnittstellen zwischen dem Betriebssystem der Ladepunkte, auch Charge Point Management System (CPMS), und EMP-Systemen erforderlich. Folglich kann die Definition eines Nutzerkreises mit Bezug auf externe Elektromobilisten entsprechende Systemanbindungen implizieren.

Unternehmen, die Ladeinfrastruktur vorrangig zu interner Nutzung betreiben, decken mit den Ladestationen Ladebedürfnisse ihrer eigenen Fahrzeugflotten (z.B. Pkw, Nutzfahrzeuge) oder ihrer Mitarbeitenden. Im Fokus der Unternehmen steht an erster Stelle die reibungslose Gewährleistung eigener betrieblicher Prozesse und die entsprechende benötigte Verfügbarkeit der Ladepunkte. Tatsache, dass Betriebsgelände Aufgrund der für Unternehmen sensible Bereiche darstellen, sind die Gelände häufig in ihrer Zugänglichkeit durch physische Barrieren, wie Schranken oder Rolltore beschränkt. Erweitert der CPO die Zugänglichkeit der Ladeinfrastruktur für Dritte, kann es je nach Abwägung jeglicher Vor- und Nachteile eine attraktive Ausgestaltung sein, den Nutzerkreis auch weiterhin zu beschränken. Auf der Sharing-Plattform lassen sich hierbei die Verfügbarkeiten der Ladeinfrastruktur zur Reservierung nutzergruppenspezifisch durch den CPO inserieren. Entsprechend der Adressierung werden unter Einbezug des EMP die Kundenberechtigungen in Form von Sicht-, Reservierungs- und Nutzungsrechten technisch differenziert.

2) Kalenderbasierte Reservierung

Reservierungsfunktionalitäten von Ladeinfrastruktur lassen sich vereinfacht in den drei Ausbaustufen ad-hoc Reservierung, kalenderbasierte Reservierung sowie dynamische Reservierung mit ansteigendem technischen und prozessualen Komplexitätsgrad kategorisieren [14]. Eine Adhoc Reservierung reserviert bzw. blockiert mit sofortiger Wirkung einen Ladepunkt für den Nutzer. Eine dynamische Reservierung beinhaltet eine routenbasierte und sich automatisiert anpassende Reservierung eines Ladepunkts oder mehrerer Ladepunkte.

Die kalenderbasierte Reservierung ermöglicht dem Elektromobilisten die Reservierung und exklusive Nutzung eines Ladepunkts für einen in der Zukunft liegenden Zeitraum mit eindeutigem Start- und Endzeitpunkt. Dabei muss der auf Basis einer Reservierung initiierte Ladevorgang innerhalb des Zeitraums abgeschlossen sein. Mit Hinblick auf die Priorität bei der Erfüllung unternehmenseigener Ladebedürfnisse kann der CPO Zeitfenster definieren, innerhalb derer er weiteren Dritten in Form eines eingeschränkten Nutzerkreises Zugang zur Ladeinfrastruktur anbietet. Je besser die Unternehmen ihr eigenes Ladeverhalten prognostizieren können, desto effektiver können sie ihre Ladestationen in das Asset-Sharing einbringen. Sharing-Verfügbarkeiten können einmalig benannt werden oder mit wiederkehrenden Mustern, wie z.B. durch Bezug auf Tag- oder Nachtzeiten oder bestimmten Wochentagen. Das Inserieren der Verfügbarkeiten bietet die Grundlage für die technische Kernfunktionalität kalenderbasiert Reservierungen innerhalb der Zeitfenster vorzunehmen und entsprechend den Reservierungen an Ladeinfrastruktur laden zu können. Hinsichtlich der Ansätze der MVP-basierten Entwicklung ist das Digitalisieren von den inserierten Zeitfenstern das erste Inkrement in der technischen Umsetzung.

Mit Fokus auf die technischen Herausforderungen in der Implementierung von Reservierungsfunktionalitäten ist allein gängigen festzuhalten, dass mit den Kommunikationsprotokollen OCPP und OCPI für den Datenaustausch zwischen Ladestation, CPMS und weiteren Serviceanbietern, wie EMP, nur die ad-hoc Reservierung abgebildet werden kann. Ursächlich hierfür sind die spezifizierten Merkmalausprägungen der Protokolle, die als Kernbestandteil für den Austausch von Informationen zu Reservierungen das Command Modul ReserveNow beinhalten. Die ReserveNow-Funktion ist in ihrem Umfang stark limitiert. Mit der ReserveNow-Funktion lässt sich ein Ladepunkt für einen fixen Zeitraum, meist 15-30 Minuten ab Initiierung der Reservierung, blockieren. Dem Ladepunkt wird für die Reservierung ein ID-Token übermittelt und die zulässige Reservierungsdauer wird festgelegt. Innerhalb des Zeitraums schaltet die Ladestation den Konnektor nur für das Laden frei, wenn bei einer durch einen Kunden vorgenommenen Autorisierung der ID-Token mit dem bei der Reservierung übermittelten ID-Token übereinstimmt. Auf diese Funktionsweise setzt die für die Sharing-Plattform konzipierte Reservierungsfunktionalität an und greift auf den OCPI- und OCPP-basierten ReserveNow Command zurück [15] [16].



ABBILDUNG 2: SCHEMA ZUR KALENDERBASIERTEN RESERVIERUNG MITTELS RESERVENOW COMMAND.

Die Sharing-Plattform sendet wiederkehrend mit eigener Plattform-ID ReserveNow Commands an das CPMS, welches diese an die adressierte Ladestation weiterleitet (gemäß ABBILDUNG 2 in den Zeiträumen t0-n und t0+n). Durch diesen Mechanismus blockiert die Sharing-Plattform die Nutzung der Konnektoren einer Ladestation für sämtliche Nutzer. Dies erfolgt mit dem Zweck, dass die Ladepunkte entsprechend der Sharing-Verfügbarkeiten unter Berücksichtigung des Reservierungskalenders nicht durch jene Elektromobilisten genutzt werden sollen, die keine Reservierung getätigt haben und deren Nutzung sich dann theoretisch mit Zeitfenstern von Reservierungen überschneiden können. Dieses Vorgehen hat so lange Bestand, bis ein Sharing-Kunde Zugang zu einem Ladepunkt erhalten soll. Eine zuvor (in t0) getätigte Reservierung wird zu dem Zeitpunkt der Fälligkeit (t1) von der Sharing-Plattform mit der spezifischen Kunden-ID, auch EMAID, per ReserveNow Command via CPMS bei der Ladestation hinterlegt, sodass der Kunde nachfolgend innerhalb des Zeitfensters der Reservierung den Ladepunkt nutzen kann.

IV. HERAUSFORDERUNGEN

Das Innovationsprojekt FAMOUS agiert im Spannungsfeld praktischer, heterogener Anforderungen von heterogenen Akteuren. Die sich in Entwicklung befindliche Sharing-Plattform bildet eine neue Marktrolle, welche die Stakeholder - CPO, EMP, Sharing-Kunden - mit neuen Mehrwerten miteinander in Beziehung treten lässt. Dabei ist es sehr komplex die etablierten und für bisherige Zwecke optimierten Systeme der Akteure technisch miteinander zu verknüpfen. Entlang der Wertschöpfungskette des Ladens via Sharing-Ladestationen bringen sich verschiedene Akteure ein. Die nahtlose Kundenerfahrung von kooperativ erbrachten Dienstleistungen mit klaren Zuständigkeiten entlang einzelner Prozessschritte, ist organisatorisch, technisch, rechtlich und kaufmännisch komplex. In der MVP-basierten, modularen technischen Entwicklung der Sharing-Plattform erfordern zudem die vielfältigen Anforderungen jeglicher relevanten Stakeholder ein eindeutiges Verständnis der Mehrwerte einzelner Funktionalitäten sowie ein abgestimmtes Vorgehen über die Anreicherung der bereits identifizierten Kernfunktionalitäten, um entsprechende Kundenbedürfnisse zu erfüllen und die Sharing-Plattform zur Marktreife zu führen.

V. AUSBLICK

In diesem Beitrag sind die Kernfunktionalitäten der Sharing-Plattform vorgestellt worden. Die beschriebenen Funktionen stehen im Mittelpunkt der Anwender - den Ladestationsbereitstellern und den Elektromobilisten. Die entwickelte Sharing-Plattform soll initial in einer Demonstrations- und Erprobungsphase in Form des MVPs bei Pilotpartnern unter Realbedingungen getestet werden. Die Erprobung der Kernfunktionalitäten im realen Betrieb soll umfassende Erfahrungen in der praktischen Anwendung des Produkts ermöglichen und wertvolles Feedback für weitere Anpassungen generieren. Die Pilotphase soll zudem Erkenntnisse darüber liefern, mit welchen Funktionalitäten die Sharing-Plattform weiter angereichert werden sollte, um Handhabung und Abläufe zu optimieren sowie Funktionsumfang und Nutzerakzeptanz zu steigern.

Bereits im Konzeptstadium bieten die Funktionen, insbesondere die kalenderbasierte Reservierungsfunktion, durch die prognostizierbaren Ladebedarfe weitere wertvolle Anknüpfungspunkte für zusätzliche Synergien und Systemanbindungen. Genau hier setzt das Projekt FAMOUS ein enormes Innovationspotential für die Hamburger Energienetze als Verteilnetzbetreiber frei. Im weiteren Projektverlauf konzipieren und implementieren die Hamburger Energienetze die Integration von netzrelevanten bereits genutzte Informationen in Systeme zur Netzzustandsprognose. Im Rahmen des Projekts FAMOUS Sharing von Ladestationen ermöglicht das somit weiterführende Optimierungspotenziale in der Nutzung und Steuerung von Verteilnetzkapazitäten.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit beschreibt das Innovationsprojekt FAMOUS (Technologies, Standards and Business Models for gridfriendly Assetsharing of charging Infrastructure) und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Programms Elektro-Mobil VI unter der Förderkennziffer 01MV23009 gefördert.

LITERATUR

 EU-Council, "Fit for 55: Council adopts regulation on CO2 emissions for new cars and vans.", März 2023. [Online]. Available: https://www.consilium.europa.eu/en/press/pressreleases/2023/03/28/fi t-for-55-council-adopts-regulation-on-co2-emissions-for-new-carsand-vans/. [Zugriff am 8. August 2024].

- [2] Rat der Europäischen Union, "Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe", Juli 2023. [Online]. Available: https://www.consilium.europa.eu/de/press/pressreleases/2023/07/25/alternative-fuels-infrastructure-council-adoptsnew-law-for-more-recharging-and-refuelling-stations-across-europe/. [Zugriff am 8. August 2024].
- [3] Deutsche Bundesregierung, "Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit", Dezember 2021. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1989762/9069 d8019dabe546c2449dda2d838453/2021-12-08-koalitionsvertragdata.pdf?download=1. [Zugriff am 8. August 2024].
- [4] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, "Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung", Oktober 2022. [Online]. Available: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplanladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 8. August 2024].
- [5] Kraftfahrtbundesamt, "Jahresbilanz 2024. Zahlen, Daten, Fakten". [Online]. Available: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahrebilanz_Best and/2024/2024_b_ueberblick_pdf?_blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 5. August 2024].
- [6] Statista, "Anteil gewerblicher Halter an den Pkw-Neuzulassungen nach Segment bis Juni 2024". [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1191701/umfrage/anteilgewerblicher-halter-an-den-pkw-neuzulassungen-in-deutschlandnach-segment/. [Zugriff am 6. August 2024].
- J. Haucap et al. "B2B-Plattformen in Nordrhein-Westfalen: Potenziale, Hemmnisse und Handlungsoptionen", Dezember 2020. [Online]. Available: https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/gutachten_b 2b-plattformen.pdf. [Zugriff am 1. August 2024].
- [8] K. Viergutz et al., "Plattformbasiertes Sharing und Pooling im Verkehrssektor - ein Systematisierungsansatz", Wirtschaftsdienst, Jg. 100, Nr. 2, S. 117-123, 2020, doi: 10.1007/s10273-020-2581-y.
- [9] R. Basmadjian et al., "An Interoperable Reservation System for Public Electric Vehicle Charging Stations: A Case Study in Germany", *Association for Computing Machinery*, S. 22-29, 2019, doi: 10.1145/3364544.336482.
- [10] F. Radu et al., "Electric Vehicle Smart Charging Reservation Algorithm", Sensors, Jg. 22, Nr. 8, S. 1-16, 2022, doi: 10.3390/s22082834.
- [11] S. Oceoni, M. Conti, "EV Smart Charging with Advance Reservation Extension to the OCPP Standard", 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, Juni 2020, doi: 10.3390/en13123263.
- [12] D. Olsen, "The Lean Product Playbook: How to Innovate with Minimum Viable Products and Rapid Customer Feedback", New Jersey, John Wiley & Sons, 2015.
- [13] A. Maurya, "Running Lean Iterate from Plan A to a Plan That Works", 3. Ausgabe, Sebastopol California O'Reilly, 2022.
- [14] iLaPArk, "Whitepaper. Reservierung von Ladepunkten Ein Überblick des Status Quo und künftiger Anwendungsfälle". [Online]. Available: https://www.ilapark.de/_files/ugd/af2367_17ec2b8fa2444abf86bba2e aebc97c4b.pdf. [Zugriff am 2. August 2024].
- [15] Open Charge Alliance, "Open Charge Point Protocol 2.0.1", März 2020. [Online]. Available: https://openchargealliance.org/protocols/open-charge-pointprotocol/#OCPP2.0.1. [Zugriff am 2. August 2024].
- [16] EV Roaming Foundation, "OCPI 2.2.1 Open Charge Point Interface", Oktober 2021. [Online]. Available: https://evroaming.org/app/uploads/2021/11/OCPI-2.2.1.pdf. [Zugriff am 2. August 2024].

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Laboruntersuchung zu Einflussfaktoren auf die Impedanzcharakteristik von Wechselrichtern

Johannes Schräder*, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *johannes.schraeder@hsu.hamburg

Kurzfassung – Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz fordert bis 2030 ein Verfahren zur Prüfung der Resonanzstabilität von stromrichtergekoppelten Anlagen am Netz. Grundlage eines solchen Verfahrens ist das impedanzbasierte Stabilitätskriterium, welches die Kenntnis der Netz- und Anlagenimpedanzen erfordert. In diesem Beitrag werden die Impedanzen von Wechselrichtern, als wichtige Komponente von PV-Anlagen, unter verschiedenen Betriebsbedingungen gemessen und im Kontext des Arbeitspunkts und der gewählten Anregungsmethode bewertet. Die Messergebnisse zeigen, dass die Impedanzcharakteristik von Wechselrichtern vom Arbeitspunkt abhängig und zur Ermittlung der Mitsystemimpedanz eine symmetrische, dreiphasige Anregung des Wechselrichters notwendig ist.

Stichworte – Oberschwingungen, Resonanzstabilität, Netzimpedanzmessung, Impedanzspektroskopie, Bewertungsverfahren

	Nomenklatur
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
DUT	Device Under Test
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
MPP	Maximum Power Point
OS	Oberschwingungen
PV	Photovoltaik
WR	Wechselrichter
$\underline{Z}_{A}, \underline{Z}_{B}, \underline{Z}_{C}$	Leiterimpedanzen
$\underline{Z}_{AB}, \underline{Z}_{BC}, \underline{Z}_{CA}$	Schleifenimpedanzen
<u>Z</u> mit	Mitsystem-Impedanz

I. EINLEITUNG

Mit der Roadmap Systemstabilität hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im November 2023 den Fahrplan zum Erreichen eines sicheren Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % Erneuerbaren Energien festgelegt [1]. Bisher wurde die Stabilität des Stromnetzes durch die drehenden Massen der zentralen konventionellen Generatoren sichergestellt. Diese werden sukzessive durch dezentrale leistungselektronische Stromrichter ersetzt. Dadurch ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen. Eine dieser zukünftigen Sebastian Kaiser, Christoph Siedle*, Sönke Rogalla Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme Freiburg, Deutschland *christoph.siedle@ise.fraunhofer.de

Anforderungen ist in Meilenstein 12b beschrieben. Dieser Meilenstein legt fest, dass bis zum Jahr 2030 ein Verfahren zur Bewertung der Resonanzstabilität vorliegt [1].

Resonanzinstabilität wird verursacht, wenn zwei Subsysteme (Netz und Anlage) gemeinsam eine Serienresonanz bilden. Dadurch entstehen resonanzbedingte Oberschwingungen (OS), welche sich verstärken können, bis es zur Abschaltung oder Zerstörung von Anlagen kommt [2]. Ob sich eine Serienresonanz bildet, kann mit Hilfe des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums geprüft werden [3]. Um diese Bewertung durchführen zu können, ist lediglich die Kenntnis der frequenzabhängigen Netz- und Anlagenimpedanz notwendig. Eine Bewertung ist daher bereits während des Planungsprozesses möglich. Entsprechende Verfahren zur praktischen Anwendung im Feld werden in dem Projekt ImaStabil entwickelt und untersucht [4, 5].

Eine umfangreiche Messkampagne zu Netzimpedanzmessungen auf der Niederspannungsebene wird in [6] vorgestellt. Ergebnisse auf der Mittelspannungsebene werden in [7] präsentiert. Der Fokus in diesem Beitrag liegt auf Betrachtung der Anlagenseite. Dabei stellt die Ermittlung von Parkimpedanzen im Feld eine noch bestehende Herausforderung dar. Um Anlagen im zu vermessen soll in dem Projekt ImaStabil ein mobiles Anlagenimpedanzmessgerät entwickelt werden. Anhand von Voruntersuchungen an Wechselrichtern (WR) auf dem Prüfstand zur differentiellen Impedanzspektroskopie des Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) sollen Rahmenbedingungen für die Vermessung von Anlagenimpedanzen definiert werden. Der Prüfstand wird in [8] vorgestellt.

II. AUFBAU UND FUNKTIONSWEISE VON WECHSELRICHTERN

Photovoltaik (PV)-Parks bestehen in der Regel aus einer Übergabestation zum Mittelspannungsnetz, Kabelstrecken, einem oder mehreren Transformatoren zur Anpassung des Spannungsniveaus und einem Zentral-WR oder mehreren String-WR zur Umwandlung der DC-Spannung der PV-Generatoren in AC-Spannung. Neben dieser Kernaufgabe bieten WR, abhängig vom Betriebsführungskonzept, prinzipiell die Möglichkeit ihre Ausgangsleistung zu steuern, etwa nach Nutzervorgaben oder zur Netzstützung. Die funktionalen Gruppen zum Aufbau eines WR werden in ABBILDUNG 1 schematisch dargestellt. WR bestehen grundsätzlich aus einer Halbleiterbrücke, deren Schalt-



elemente mit Frequenzen zwischen einigen kHz bis über 100 kHz (je nach Leistungsklasse und Technologie). Die elektrische Leistung der Eingangsseite wird in Energiepaketen über das Filter an das Wechselstromnetz weitergeben. Die Speicherdrosseln und die Kondensatoren des Filters wandeln die Energiepakete auf der Ausgangsseite wieder in kontinuierliche Leistungsflüsse um. Eine Regelung überwacht und steuert diesen Vorgang.

Die Regelung hat eine Kaskadenstruktur mit unterschiedlichen Zeitkonstanten in den verschiedenen Ebenen. Dabei weisen auf der untersten Ebene Pulsmustererzeugung und Strombegrenzung die höchste Dynamik auf. Das Beispiel in ABBILDUNG 2 zeigt eine netzstützende Regelung, deren Aufgabe es ist, Wirk- und Blindleistung nach bestimmten Vorgaben einzuspeisen. Diese Vorgaben können beispielsweise vom Netzbetreiber kommen oder von einem Algorithmus, der den Punkt maximaler Leistung am PV-Generator einstellt (MPP-Tracker). Zunächst werden die Leistungen aus den Spannungs- und Strommesswerten berechnet. Der Leistungsregler selbst hat inhärent synchronisierendes Verhalten. Er erzeugt Spannungssollwerte mit Amplitude, Frequenz und Phasenlage, die vom Spannungsregler über die unterlagerte Strombegrenzung in entsprechende Tastverhältnisse der Brückenzweige umgesetzt werden. Der Spannungsregler gibt dem Wechselrichter die gewünschte Charakteristik einer Spannungsquelle, die Strombegrenzung schützt die Halbleiter vor Überlastung, ohne einfach abzuschalten. Dieser Regelungsansatz stützt einerseits das Netz, andererseits passt sich der Wechselrichter elastisch an die Momentanbedingungen des Netzes an.

Der WR besitzt eine innere Impedanz, die zum einen passiv durch das physikalische Filter vorgegeben ist (siehe ABBILDUNG 3). Zum anderen kann diese Impedanz jedoch auch aktiv durch die Regelung – insbesondere bei einer hochdynamischen Zustandsregelung – im Frequenzbereich bis maximal zur halben Schaltfrequenz flexibel angepasst werden Damit bietet sich die Möglichkeit, vernetzte schwingungsfähige Systeme wie beispielsweise Wechselrichterverbünde in PV-Parks zu stabilisieren [8]. Der Vergleich zwischen ABBILDUNG 3 und ABBILDUNG 4 zeigt exemplarisch die dämpfende Eigenschaft der Regelung. Weitere Beispiele für die Impedanzverläufe von WR unterschiedlicher Leistungsklassen sind in [9] zu finden.



Abbildung 1: Beispiel für die Impedanz eines ungeregelten Wechselrichters [10].



Abbildung 2: Beispiel für den Einfluss der Regelung auf die Impedanz von Wechselrichtern [10].

III. LABORMESSUNGEN AN WECHSELRICHTERN

Da es sich bei WR um aktive leistungselektronische Betriebsmittel handelt, deren Impedanzcharakteristik nicht nur von der Hardware, sondern auch der unterlagerten Regelung (Software) abhängig ist, wird vermutet, dass Faktoren, die auf diese Regelung Einfluss nehmen, auch die gemessene Impedanz beeinflussen. Um den Einfluss zu bewerten, wurden auf dem Megawatt-Prüfstand des Fraunhofer ISE Messungen an verschiedenen WR mit dem Verfahren der differentiellen Impedanzspektroskopie durchgeführt [8]. Im Folgenden werden verschiedene externe und interne Faktoren sowie betriebsunabhängige Einflüsse untersucht. Zu den äußeren Faktoren zählen die Höhe der DC-Eingangsspannung und vorhandene Verzerrungen der Netzspannung. Als interner Faktor wird der Arbeitspunkt des WR in Bezug auf dessen Wirk- und Blindleistungsausgabe betrachtet. Zusätzlich wurde der Einfluss der Anregung des Impedanzmessgeräts als betriebsunabhängiger Faktor analysiert

A. Einfluss der Netz-und Anlagenspannung

In diesem Abschnitt wird der Einfluss von harmonischen Verzerrungen der Netzspannung und der Einfluss der Höhe der DC-Eingangsspannung jeweils an einem WR untersucht.

Der Einfluss von Netzspannungsverzerrungen wurde an einem WR mit einer Nennleistung von 50 kVA betrachtet. Zunächst wurde der WR unter idealen Netzspannungsbedingungen geprüft. Bei einer anschließenden Messung wurde die Netzspannung mit einer zusätzlichen harmonischen





Verzerrung moduliert. Die gemessenen Mitsystem-Impedanzen sind in ABBILDUNG 5 dargestellt. Die beiden Impedanzverläufe zeigen nur geringe Unterschiede, was darauf hindeutet, dass Spannungsverzerrungen keinen signifikanten Einfluss auf die Impedanzcharakteristik des WR haben.

Der Einfluss der DC-Eingangsspannung auf die Impedanzcharakteristik wurde ebenfalls an einem WR mit einer Nennleistung von 50 kVA untersucht. Die Eingangsspannung wurde in vier Stufen im Bereich der MPP Limits 580 und 900 V_{DC} variiert. Die Regelparameter des WRs wurden nicht verändert. Die gemessenen Mitsystem-Impedanzen sind in ABBILDUNG 6 dargestellt. Es ist ein deutlicher Einfluss der DC-Spannung auf den Impedanzbetrag zu erkennen. Eine Proportionalität zwischen DC-Spannung und Impedanzbetrag besteht allerdings nicht.



ABBILDUNG 4: EINFLUSS DER DC-EINGANGSSPANNUNG AUF DIE IMPEDANZ DES WECHSELRICHTERS.

B. Einfluss des Arbeitspunkts

Zur Untersuchung des Einflusses des Arbeitspunktes auf die Impedanz von WR wurden an sechs Testobjekten (DUT) Messungen bei variierender Wirkleistung und an drei DUT mit verschiedenen $\cos \varphi$ durchgeführt.

Die DUT zur Untersuchung des Einflusses der momentanen Wirkleistung von WR auf deren Impedanzcharakteristik haben eine Nennleistung zwischen 30 kVA und 2,5 MVA. Die Angabe der momentanen Wirkleistung erfolgt prozentual zur Nennleistung des jeweiligen WR. Aufgrund der Leistungsgrenzen des Prüfstands konnte der 2,5 MVA WR nur bis 30 % seiner Nennleistung betrachtet werden. Die gemessenen Mitsystem-Impedanzen der sechs DUT sind in ABBILDUNG 7 und ABBILDUNG 8 dargestellt. Der Einfluss der Wirkleistung der WR auf deren Impedanzen zeigt sich primär



ABBILDUNG 5: EINFLUSS DER MOMENTANEN WIRKLEISTUNG DES WECHSELRICHTERS AUF DESSEN IMPEDANZCHARAKTERISTIK UNTERSUCHT AN WECHSELRICHTERN MIT EINER NENNLEISTUNG VON 2,5 MVA, 500 KVA UND 150 KVA.



ABBILDUNG 6: EINFLUSS DER MOMENTANEN WIRKLEISTUNG DES WECHSELRICHTERS AUF DESSEN IMPEDANZCHARAKTERISTIK UNTERSUCHT AN WECHSELRICHTERN MIT EINER NENNLEISTUNG VON 30 KVA, 50 KVA UND 60 KVA.



ABBILDUNG 7: EINFLUSS DER BLINDLEISTUNGSREGELUNG DES WECHSELRICHTERS AUF DESSEN IMPEDANZCHARAKTERISTIK UNTERSUCHT AN WECHSELRICHTERN MIT EINER NENNLEISTUNG VON 2,5 MVA, 500 KVA und 50 KVA.

in den Resonanzstellen, wobei sich die Ausprägung bei den verschiedenen DUT unterscheidet. Bei dem 500 und 150 kVA WR führt eine niedrigere Wirkleistung zu einer Dämpfung der Parallelresonanz. Bei dem 50 kVA WR ist es umgekehrt. Besonders deutlich ist der Einfluss der Wirkleistung bei dem 60 kVA WR welcher ein proportionales Verhalten aufweist. Ebenfalls deutlich ist der Einfluss der Wirkleistung im unteren Frequenzbereich des 30 kVA WR zu sehen.

An drei DUT wurde der Einfluss der Blindleistungsregelung auf die Impedanzcharakteristik untersucht. Diese haben eine Nennleistung von 2,5 MVA, 500 kVA und 50 kVA. Untersucht wurden die WR bei Nennleistung, bzw. der 2,5 MVA WR bei 30 % der Nennleistung. Die gemessenen Mitsystem-Impedanzen sind in ABBILDUNG 9 dargestellt. Auch hier ist ein Einfluss des Arbeitspunktes in den Resonanzstellen der Impedanz zu erkennen. Deutlich ist dieser bei einem cos φ von 0,8 induktiv bei dem WR mit 2,5 MVA zu erkennen. Die Änderung der Blindleistungseinspeisung führt zu einer Dämpfung der Parallelresonanz.

C. Einfluss der Anregung

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Messmethodik auf die erzielten Ergebnisse untersucht. Dazu wird zunächst die differentielle Impedanzspektroskopie bei verschiedenen Anregungsamplituden an zwei DUT betrachtet [8]. Darüber hinaus wird analysiert, ob dreiphasige WR auch durch asynchrone Messverfahren, wie sie beispielsweise bei der Netzimpedanzmessung angewendet werden, charakterisiert werden können [7].

In der Versuchsreihe zur Untersuchung des Einflusses der Anregungshöhe auf die gemessene Impedanz von WR wurden zwei DUT evaluiert: ein WR mit einer Nennleistung von 2,5 MVA und ein WR mit einer Nennleistung von 50 kVA. Der Anregungssweep erfolgte mit Amplituden von 0,5 %, 0,75 % und 1 % der Netznennspannung. Die gemessenen Impedanzverläufe sind in ABBILDUNG 10 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen einen geringen Einfluss der Anregungshöhe auf die gemessene Impedanz der DUT, welcher bei dem leistungsschwächeren WR etwas höher ausfällt.



ABBILDUNG 8: EINFLUSS DER ANREGUNGSHÖHE DER DIFFERENTIELLEN IMPEDANZSPEKTROSKOPIE AUF DIE GEMESSENE IMPEDANZCHARAKTERISTIK UNTERSUCHT AN WECHSELRICHTERN MIT EINER NENNLEISTUNG VON 2,5 MVA und 50 kVA.

Zur Analyse des Einflusses asynchroner Anregungsmethoden auf die gemessene Impedanzcharakteristik wurde ein Batterieumrichter mit einer Nennleistung von 50 kVA untersucht. Das Gerät wird eingangsseitig mit einer festen DC-Spannung von 720 V versorgt und es fand kein MPP-Tracking statt. Die AC-Nennspannung beträgt 400 V. TABELLE I zeigt die durchgeführten Messungen. Die Standardspektroskopie mit Anregung im Mitsystem dient als Referenz.

TABELLE I: DURCHGEFÜHRTE MESSREIHEN ZUM EINFLUSS DER ANREGUNG.

Nr.	Messung
1	Standardspektroskopie mit Anregung im Mitsystem
2	Einphasige Anregung der Phase A
3	Einphasige Anregung der Phase B
4	Einphasige Anregung der Phase C
5	Zweiphasige Anregung der Phasen A und B unter Beachtung der symmetrischen Komponenten
6	Zweiphasige Anregung der Phasen B und C unter Beachtung der symmetrischen Komponenten
7	Zweiphasige Anregung der Phasen C und A unter Beachtung der symmetrischen Komponenten

Die Impedanzen aus der einphasigen und zweiphasigen Anregung (Messung 2-7) entsprechen den Leiter- bzw. Schleifenimpedanzen der jeweiligen Phasen. Für die Vergleichbarkeit werden aus den Messungen 2-4 und 5-7 nach den Formeln (1) und (2) die Mitsystemimpedanz ermittelt [7]. Dabei ist zu beachten, dass zur Anwendung von Formel (3) die Annahme gilt, dass die Impedanz nur durch passive Elemente bestimmt wird. Diese Annahme ist für WR nicht zulässig und dient in dieser Messreihe lediglich der Vergleichbarkeit.

$$\begin{pmatrix} \underline{Z}_{A} \\ \underline{Z}_{B} \\ \underline{Z}_{C} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{Z}_{AB} \\ \underline{Z}_{BC} \\ \underline{Z}_{CA} \end{pmatrix}$$
(1)
$$\underline{Z}_{mit} = \frac{1}{3} \cdot (\underline{Z}_{A} + \underline{Z}_{B} + \underline{Z}_{C})$$
(2)

Die Gegenüberstellung der gemessenen Impedanzen des WR mit unterschiedlichen Anregungsmethoden in ABBILDUNG 11 zeigt, dass insbesondere im unteren Frequenzbereich deutliche Abweichungen zu der Standard Impedanzspektroskopie entstehen.



Abbildung 9: Einfluss der asynchronen Anregung auf die Ergebnisse der Impedanzspektroskopie von einem Wechselrichter.

IV. DISKUSSION DER ERGEBNISSE

Die Impedanz ist eine essentielle Charakteristik von Anlagen, welche für viele Anwendungen wie beispielsweise das impedanzbasierte Stabilitätskriterium relevant ist. Bisher existiert kein Standard der definiert, wie die Impedanz von aktiven Stromrichtern zu bestimmen ist. Durch die aktive Charakteristik entstehen besondere Anforderungen die beachtet werden müssen, um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten.

Ziel dieses Beitrags war die Untersuchung, welche Faktoren sich auf die Impedanzermittlung von WR auswirken können. Hierzu wurden Messergebnisse des Megawatt-Prüfstandes des Fraunhofer ISE an verschiedenen WR präsentiert. Da diese Messungen nur mit einzelnen Geräten durchgeführt wurden, lassen sich nicht alle Aussagen verallgemeinern. Eine Übersicht über die Messreihen und die Ergebnisse der Messungen ist in TABELLE II dargestellt.

TABELLE II: Übersicht über die durchgeführten Messreihen sowie Anzahl der untersuchten Testobjekte und der beobachtete Einfluss auf die Impedanzcharakteristik.

Nr.	Einflussfaktor	DUT	Einfluss
1	Netzspannungsverzerrung	1	Nein
2	DC-Eingangsspannung	1	Ja
3	Wirkleistung	6	Ja
4	Blindleistung	3	Ja
5	Anregungsamplitude	2	Minimal
6	Einphasige Anregung	1	Ja
7	Zweiphasige Anregung	1	Ja

Die Messergebnisse verdeutlichen, dass die aktive Regelung von WR maßgeblich zur Formung der Impedanzcharakteristik beiträgt, was sich in teilweise signifikanten Abweichungen zeigt. Dabei reagieren die Impedanzen verschiedener WR unterschiedlich stark auf Änderungen des Arbeitspunktes. Insbesondere für Anwendungen zur Stabilitätsbewertung ergibt sich daraus die Notwendigkeit einer umfassenden Charakterisierung über den gesamten Arbeitsbereich. Es wurde zudem festgestellt, dass asynchrone Messmethoden nicht dieselben Ergebnisse liefern wie die synchrone Anregung aller Phasen bei der differentiellen Impedanzspektroskopie. Daher sollte bei Feldmessungen auf eine synchrone Anregung in allen Phasen geachtet werden, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit entstand im Zuge des Projekts "ImaStabil – Impedanzanalyse von PV-Kraftwerken zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Netzbetriebs" und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter der Förderkennziffer 03EI4060C gefördert.

LITERATUR

- BMWK, "Roadmap Systemstabilität, Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien," Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Berlin, 2023.
- [2] S. Rogalla, F. Ackermann, N. Bihler und O. Stalter, "Source-driven and Resonance-driven Harmonic Interaction between PV Inverters and the Grid," in *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Portland, DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749844, 2016.

- [3] J. Sun, "Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 11, 2011.
- [4] J. Schräder, S. Kaiser, M. Jordan und D. Schulz, "Impedance-Based Method for Predictive Stability Assessment," in *Future Power Grids Conference 2024*, Berlin, 2024.
- [5] J. Schräder, S. Kaiser, M. Jordan und D. Schulz, "ImaStabil -Impedanzanalyse zur Sicherstellung eines Stabilen und Zuverlässigen Betriebs am Netz," in *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz 5*, Hamburg, 2023.
- [6] R. Stiegler, S. Schori, K. Scheida, J. Drapela und T. Hanzlik, "Survey of network impedance in the frequency range 2-9 kHz in public low voltage networks in AT/CH/CZ/GE," in 25th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2019, Madrid, 2019.
- [7] J. Schräder, M. Meyer, M. Jordan und D. Schulz, "Survey of Harmonic Grid Impedance Measurements on the Medium Voltage Level," *IEEE Access*, Vol. 12, Seiten 182763-182778, DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3509273, 2024.
- [8] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, "Determinition of the Frequency Dependent Thevenin Equivalent of Inverters Using Differential Impedance Spectroscopy," in *IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems* (PEDG), Dubrovnik, 2020.
- [9] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, "Measured Impedance Characteristics of Solar Inverters up to 1 MW," in *10th Solar & Wind Integration Workshop*, 2020.
- [10] T. Jentsch, Shaping of the output impedance of a grid-forming converter using a frequency dependent virtual impedance, Darmstadt: Master Thesis TU Darmstadt, 2023.

WIRE-UP - Resonanzstellenbeobachtung zur Kapazitätsausschöpfung - Technischer Bericht

Patrick Möbius*, Marc Florian Meyer, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *patrick.moebius@hsu.hamburg

Kurzfassung - In diesem Beitrag wird der technische Bericht zum Kooperationsprojekt "watching impedance resonances to exploit unused potentials" zu Deutsch "Resonanzstellenbeobachtung zur Kapazitätsausschöpfung" (WIRE-UP) vorgestellt. Um das Temperaturmonitoring an unterschiedlichen Kabelgeometrien zu validieren, wurden 5 Kabeltypen, davon 3 bei Niederspannung und 2 bei Mittelspannung, in einem Klimacontainer vermessen. So konnten die elektrischen Eigenschaften mit den Betriebstemperaturen korreliert werden. Der Bericht umfasst Testobjekte inklusive wesentlicher elektrischer Eigenschaften, eingesetzte Großgeräte, notwendige Peripherie und den Messaufbau. Es wird gezeigt, dass der Aufbau geeignet ist, um das Verfahren zu validieren. Der Ausblick beschreibt zukünftige Verbesserungen und aktuelle Limitationen.

Stichworte – Technischer Bericht, Impedanz, Starkstromkabel, Temperaturmonitoring

	NOMENKLATUR
DUT	Testobjekt
FEM	Finite Elemente Methode
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
WIRE-UP	Resonanzstellenbeobachtung zur Kapazitätsausschöpfung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

I. EINLEITUNG

Das Kooperationsprojekt "watching impedance resonances to exploit unused potentials" - zu Deutsch "Resonanzstellenbeobachtung zur Kapazitätsausschöpfung" (WIRE-UP) wurde zum März 2024 zwischen der Stromnetz Hamburg GmbH und der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr beschlossen, um die EU-Patenteinreichung 23156533.4 zu validieren und die Anwendbarkeit des dort beschriebenen Verfahrens herauszustellen. Das Patent beschreibt einen innovativen wobei Temperaturmonitoring, Ansatz zum ein Zusammenhang zwischen elektrischen Charakteristiken und der thermischen Bedingungen von u. a. langen Kabelstrecken hergestellt wird. Die Strombelastbarkeit von Kabeln wird in der technischen Praxis, z. B. gem. der "Internationale Elektrotechnische Kommission" (IEC) oder dem "Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik" (VDE),

durch thermische Modelle berechnet [1]. Da diese Verfahren statisch sind und signifikante Randbedingungen, wie den Bodentyp, den Feuchtigkeitsgehalt und externe Wärmequellen außer Acht lassen bzw. nicht dynamisch mit beschreiben können, sind die berechneten Grenzwerte inhärent konservativ. Durch eine zukünftige Anwendung der Projektergebnisse sollen diese inhärent ungenutzten Potentiale erschlossen werden. Dadurch könnten Versorgungsengpässe minimiert, Redundanzen erhalten und der Einsatz des teuren Netzengpassmanagements reduziert werden [2]. Außerdem können Überschätzungen der Übertragungskapazitäten erkannt und Überlastungen verhindert werden.

Das grundlegende Prinzip wurde bereits vor Projektbeginn durch Versuchsreihen in Laboren nachgewiesen. Dabei wurden 500 m lange Koaxialkabel in einer Klimakammer thermisch belastet und währenddessen vermessen, siehe ABBILDUNG 1 [3]. Der Aufbau von Koaxialkabeln ist dem von Energieübertragungskabeln geometrisch ähnlich, weshalb Koaxialkabel für eine erste Einschätzung der Theorie geeignet sind. Bevor das Verfahren jedoch netzintegriert eingesetzt werden kann, ist es notwendig, die realen Energiekabel mit ihren konkreten geometrischen Anordnungen und den realen Größenverhältnissen zu testen. WIRE-UP setzt diese Versuche um.



Abbildung 1: Projektvorbereitende Messungen an 500 m Koaxialkabeln in einer Klimakammer.

Dieser Beitrag umfasst den technischen Bericht zum Projekt. Dabei werden der Versuchsaufbau, die Auswahl der Testobjekte, und der organisatorische Ablauf beschrieben.

	Netzebene	Leiter					
Testobjekt		Material	Aderquerschnitt eff. / real [mm ²]	Leiterform	Durchmesser (Außen) [mm]	$ ho \left[\Omega mm^2/m ight]$	T _{max} [°C]
600-CY-O [4–8]	600/1000 V	Kupfer	1x (25 / 31,59)	Mehrdrähtig, Rundleiter	12	0,0172	90
NA2XY-J [9, 10]	600/1000 V	Aluminium	4x 150	Vollmaterial, Segmente	42	0,0265	90
NYCWY [11, 12]	600/1000 V	Kupfer	3x10	Vollmaterial, Rundleiter	21	0,0172	70
N2XSEY [13, 14]	6/10 kV	Kupfer	3x (35 / 46,00)	Mehrdrähtig, Rundleiter	48	0,0172	90
NA2XS(F)2Y [15, 16]	6/10 kV	Aluminium	1x (70 / 85,08)	Mehrdrähtig, Rundleiter	30	0,0265	90

TABELLE I: ÜBERSICHT DER TESTOBJEKTE UND RELEVANTE PARAMETER DES LEITERS.

II. BESCHREIBUNG DER TESTOBJEKTE

In diesem Abschnitt werden die Testobjekte (DUT) beschrieben und in TABELLE I und TABELLE II mit relevanten Informationen zusammengefasst. Die spezifischen Kabeltypen wurden ausgewählt, um übliche Geometrien und deren Einfluss darzustellen.

Die Testobjekte bestehen aus jeweils ein bis drei Trommeln à 500 m Kabelstrecke. Die Kabel, und damit auch die Trommeln, haben aufgrund ihrer Adergröße, Phasenanzahl, des geometrischen Aufbaus und der Isolationsdicke unterschiedliche Durchmesser. Die einzelnen Trommeln haben Durchmesser zwischen 1,20 m und 2,10 m und sind zwischen 80 cm und 1,80 m hoch. Sie wiegen zwischen 200 kg und 1,8 t.

A. Testobjekt 1: 600-CY-O

Der Kabeltyp 600-CY-O 1x25 mm² repräsentiert die direkte Skalierung des Koaxialkabels aus den Labor-Messreihen [4]. Das Kabel ist in ABBILDUNG 2 einzusehen. Es handelt sich um ein feindrähtiges Ein-Leiter-Kabel aus blanken Kupferlitzen der Klasse 5 [17]. Der Schirm ist aus geflochtenen verzinnten Kupferdrähten konzentrisch durch eine PVC-Isolation vom Leiter getrennt. Es wurden drei Trommeln à 500 m eingesetzt, um ein 3-Phasen-System nachzubilden. Die individuelle Leiter-Schirm Kapazität ist ein besonderes Merkmal dieser Konfiguration. Da die Stromdichte aufgrund der beidseitig geerdeten konzentrischen Schirmung in diesem Aufbau fast ausschließlich vom "Skin-Effekt" und nur unwesentlich vom "Proximity Effekt" beeinflusst wird, ist die Kapazität nahezu Frequenzunabhängig. Sie kann für diesen Aufbau und Kabeltyp durch Formel (1) angenähert werden.

$$C = 2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_{r,\text{Isolator}} \cdot l / (\ln \frac{r_{\text{Schirm}}}{r_{\text{Leiter}}})$$
(1)

Der Leiterradius r_{Leiter} wird nicht aus der effektiven Querschnittsfläche berechnet, da die Ader aus 200 Drähten mit jeweils 0,41 mm Durchmesser besteht und die Packdichte von Kreisen in einem Kreis berücksichtigt werden muss, welche in diesem Fall 0,836 beträgt [7, 17, 18]. Es entstehen Ungenauigkeiten durch die Feindraht-bedingte nicht kreisrunde Außenkante des Leiters und die einhergehenden ungleichmäßigen elektrischen Feldlinien. Außerdem muss ggf. mit Quetschungen bzw. Streckungen und imperfekten Packstrukturen innerhalb der Ader gerechnet werden. Die Kabelinduktivität und -resistivität werden maßgeblich von der Stromdichteverteilung aufgrund des "Skin-Effektes" beeinflusst. Die Gesamtimpedanz Z setzt sich dabei aus den Teilimpedanzen des Innenleiters $\underline{Z'}_{L}$, des Schirmes $\underline{Z'}_{S}$ und der Reaktanz des äußeren Feldes $j\omega L'_{a}$ zusammen [19, 20].



ABBILDUNG 2: 600-CY-O (LINKS) [7] UND DIE PRINZIPIELLE ANORDNUNG DER FEINDRÄHTE DES LEITERS (RECHTS) [4].

B. Testobjekt 2: NA2XY-J

Der Kabeltyp NA2XY-J 4x150 mm² ist ein ungeschirmtes Niederspannungskabel, siehe ABBILDUNG 3 [10]. Es handelt sich um ein eindrähtiges Vier-Leiter-Kabel aus Aluminium. Die Adern sind konzentrisch verseilt und durch eine VPE-Isolation voneinander getrennt. Es wurde eine Trommel mit einem 500 m langen Kabel eingesetzt, um ein 4-Phasen-System nachzubilden. Da das System ungeschirmt ist, bildet sich die Betriebskapazität durch die Leiter-Leiter bzw. Leiter-Nullleiter Kapazitäten. Besonderes Merkmal ist der ungleiche Abstand der Phasen zueinander und zum Nullleiter und die daraus resultierende ungleiche Kapazität. Die Betriebsgrößen können nicht mehr analytisch angenähert werden und müssen "Finite-Elemente-Methoden" numerisch durch (FEM) berechnet werden.



ABBILDUNG 3: NA2XY-J 4x150 IM PROFIL UND QUERSCHNITT [21].

Testobjekt	Aufbau Schirm/ Schirm-Material	Isolator					
		Material	Stärke [mm]	T _{max} [°C] [22]	R _{isolation} [Ω] [23]	$\varepsilon_{\rm r}$ / tan δ [1]	C _{ges} [nF]
600-CY-O [4–8, 23]	Einzel-Schirmung/ Kupfer verzinnt	PVC	1,2	70	10 ¹⁰	8 / 0,1	693,36 gem. (1)
NA2XY-J [9, 10, 24, 25]	Ohne Schirmung/ -	VPE	1,4	90	1011	2,5 / 0,004	210-235 gem. FEM [23]
NYCWY [11, 12, 23]	Gem. Schirmung/ Kupfer	PVC	1,0	70	10 ¹⁰	8 / 0,1	129,69 gem. (3)
N2XSEY [13, 14]	Einzel-Schirmung/ Kupfer	VPE	3,4	90	1011	2,5 / 0,004	109,37 gem. (1)
NA2XS(F)2Y [15, 16]	Einzel-Schirmung/ Kupfer	VPE	3,4	90	1011	2,5 / 0,004	138,31 gem. (1)

TABELLE II: ÜBERSICHT DER TESTOBJEKTE UND RELEVANTE PARAMETER DES ISOLATORS.

C. Testobjekt 3: NYCWY

Der Kabeltyp NYCWY 3x10 mm² ist ein dreiphasiges Niederspannungskabel mit einem gemeinsamen Schirm, dargestellt in ABBILDUNG 4 [12]. Die drei Phasen sind aus Kupfer und als Rundleiter jeweils eindrähtig ausgeführt. Sie sind durch eine PVC-Isolation voneinander und vom Schirm getrennt. Auch hier wurde eine Trommel eingesetzt, um ein 500 m 3-Phasen-System nachzubilden. langes Die Betriebskapazität setzt sich aus den Leiter-Leiter Kapazitäten und der Leiter-Schirm Kapazität zusammen. Die Leiter sind zwar nicht konzentrisch gegenüber dem Gesamtquerschnitt, jedoch aufgrund des konzentrischen Schirms und des gleichen Abstandes zueinander symmetrisch. Die Betriebskapazität kann gem. Gleichung (3) bestimmt werden [26]. Der Leiterwiderstand und die Gesamtinduktivität müssen aufgrund des Proximity-Effektes jedoch numerisch über FEM bestimmt werden.

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_{r,Isolator} \cdot l}{ln\frac{r^6_{Schirm} - d^6_{Leiter-Kabelmitte}}{3 \cdot d^2_{Leiter-Kabelmitte} \cdot r_{Leiter} \cdot r^3_{Schirm}}$$
(3)



ABBILDUNG 4: NYCWY 3x10 [27].

D. Testobjekt 4: N2XSEY

Der Kabeltyp N2XSEY 3x35 mm² ist ein dreiphasiges Mittelspannungskabel mit einzeln geschirmten Phasen, dargestellt in ABBILDUNG 5 [14]. Die drei Phasen sind mehrdrähtige Rundleiter aus Kupfer. Die jeweils 7 Einzeldrähte der Klasse 2 haben einen Durchmesser von 2,52 mm [17, 28]. Auch hier ergibt sich durch die Packdichte von Kreisen in Kreisen, hier in Höhe von 0,777, ein realer Querschnitt von 46 mm² [7]. Sie sind durch eine VPE-Isolation vom Schirm getrennt. Es wurde eine Trommel eingesetzt, um ein 500 m langes 3-Phasen-System nachzubilden. Die Adern sind verseilt und die Betriebsgrößen können analytisch, wie beim Kabeltyp 600-CY-O, beschrieben werden, da der geometrische Aufbau vergleichbar



ABBILDUNG 5: N2XSEY 3x35 [14].

ist. Dabei entspricht die Betriebskapazität der Gleichung (1). Es muss lediglich die Einkopplung magnetischer Felder durch die anderen naheliegenden Phasen bei der Berechnung der Resistivität und der Induktivität zusätzlich beachtet und numerisch beschrieben werden. Eine vereinfachte analytische Betrachtung ist mit Formfaktoren für den "Proximity-" Effekt in Einzelfällen möglich [1].

E. Testobjekt 5: NA2XS(F)2Y

Der Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1x70 mm² ist ein einphasiges individuell geschirmtes Mittelspannungskabel, dargestellt in ABBILDUNG 6 [16]. Der mehrdrähtige Rundleiter ist aus Kupfer und individuell geschirmt. Die Leiter bestehen jeweils aus 19 Einzeldrähten der Klasse 2 und haben einen Durchmesser von 2,14 mm [17, 28]. Die Packdichte der Geometrie in Höhe von 0,803 führt zu einem realen Querschnitt von 85 mm² [7]. Der Leiter ist durch eine VPE-Isolation vom Schirm getrennt. Es wurden drei Trommeln eingesetzt, um ein 500 m langes 3-Phasen-System nachzubilden. Die Betriebsgrößen können analytisch, wie beim Kabeltyp 600-CY-O, beschrieben werden, da der geometrische Aufbau vergleichbar ist. Hier gelten die Formeln (1)-(2).



ABBILDUNG 6: NA2XS(F)2Y [15].

III. MESS- UND KLIMAGERÄTE

Zur Untersuchung der 5 vorab beschriebenen Testobjekte sind 3 Messsysteme, eine Klimakammer und diverse zusätzliche Peripherie nötig. Dieser Abschnitt beschreibt die verwendeten Teilsysteme und ihre Eigenschaften.

A. Klimakammer

Eine Klimakammer dient dazu, die DUTs extern thermisch zu kontrollieren. Wenn die DUTs hinreichend lange einer gewählten Umgebungstemperatur ausgesetzt sind, stellt sich ein thermisches Gleichgewicht ein. Dabei wird angenommen, dass das gesamte DUT die gewählte Temperatur erreicht hat. Ziel ist es, die elektrischen Eigenschaften thermisch ausgeglichener DUTs für unterschiedliche Temperaturen zu erfassen.

In Abschnitt II wurde beschrieben, dass die Testobjekte, selbst aufgetrommelt, noch physisch groß und entsprechend schwer sind. Die Systeme konnten deshalb nicht in konventionelle Klimakammern eingebracht werden, weshalb ein klimagesteuerter 20" Seecontainer ausgewählt wurde, siehe ABBILDUNG 7. Der 5,3x2,2x2,1 m große Innenraum und die 2,2x2,2 m große Tür sind geeignet, um alle Trommeln einzuführen bzw. zu lagern. Der 6,5 kW große des Wirkleistungsbedarf Containers ermöglicht Temperaturbereiche zwischen -25°C und 80°C. Das verbaute Kühlaggregat ist ein Kompressor in Kompaktbauweise mit einem luftgekühlten Kondensator. Es schaltet automatisch zwischen Kühl- und Heizfunktion, um die gewählte Temperatur zu erreichen [29].



ABBILDUNG 7: MS-MESSCONTAINER (LINKS) UND 20" KLIMACONTAINER (RECHTS).

Die automatisierte Ansteuerung des Containers erfolgt über eine MODBUS-TCP Schnittstelle. Dabei ist der Container per LAN an den Steuerrechner angeschlossen. Über ein MATLAB[®] Skript konnte der vorbereitete Adapter eingebunden und angesteuert werden.

Die Anbindung der DUTs an die Sensorik, die Anregung und den Netzverknüpfungspunkt erfolgte über einen, eigens für das Projekt erstellten, 20x5 cm großen Durchbruch in der Containerwand. Dieser ist in ABBILDUNG 8 einzusehen.



ABBILDUNG 8: VERBINDUNGSSCHLAUCH ZWISCHEN MATERIALCONTAINER (LINKS) UND DEM DURCHBRUCH IM KLIMACONTAINER (RECHTS).

B. MS- Impedanz-Messung: Messcontainer

Der Mittelspannungs-Impedanz-Messcontainer ist in ABBILDUNG 7 (links) dargestellt. Er umfasst sowohl die

Sensorik als auch die Systemanregung für die MS-Messungen der DUTs 4 und 5. Im Betrieb belastet er asynchron jeweils zwei Phasen, indem er einen Lastwiderstand in einem zufälligen Muster zu und wegschaltet. Der dadurch entstehende gepulste Laststrom kann im Frequenzbereich ausgewertet werden, um die Breitbandcharakteristik des DUTs bei der voreingestellten Betriebstemperatur des Klimacontainers zu ermitteln. Eine ausführliche Dokumentation der Methode ist hier einzusehen [30, 31].

C. NS-Impedanz-Messung: ONIS

Das Netzimpedanzmessgerät ONIS der Firma morEnergy erfüllt dieselbe Funktion wie der MS-Messcontainer nur für die Niederspannungsebene. Das Gerät ist kommerziell verfügbar [32]. Obwohl das Gerät selbst über Sensoren zur Auswertung der Impedanz verfügt, wird es primär zur Erzeugung der Systemanregung genutzt.

D. NS-U/I Sensorik

Es wurden zwei Sensor-Boxen für die Aufnahme der Einund Ausgangsgrößen der DUTs entwickelt, dargestellt in ABBILDUNG 9. Die Messboxen sind für die NS ausgelegt. In CT100 Arms ihnen sind jeweils 4 hochpräzise Durchflusswandler der Firma SIGNALTEC GmbH verbaut. Die einzelnen Phasen sind an 26 mm Durchmesser Vollkupferstäbe angeschlossen. Diese Stäbe sorgen dafür, dass in den Transduktoren eine radialsymmetrische Stromdichteverteilung über das gesamte Spektrum vorliegt. So können auch in höher frequenten Bereichen hohe Genauigkeiten mit einem maximalen Fehler von 1 % gewährleistet werden. Der Anschluss an den Netzverknüpfungspunkt erfolgt dabei über einen 16 A CEE Stecker. Die DUTs werden auf der Rückseite der Sensorboxen über jeweils 3 bzw. 4 ca. 3 m lange 600-CY-O 1x25rm Kabel angebunden. Diese Zwischenverbindungen sind notwendig, um die Distanz zwischen dem Materialcontainer mit den Sensorboxen und dem Klimacontainer mit den DUTs zu überbrücken.



ABBILDUNG 9: SENSORIK ZUR ERFASSUNG DER U/I CHARAKTERISTIK, DRAUFSICHT (LINKS), FRONT EINGANG (RECHTS, OBEN), FRONT AUSGANG (RECHTS MITTIG); NS-IMPEDANZMESSUNG ONIS (RECHTS UNTEN).

Die Spannungsabgriffe erfolgen über Laborkabel. Sie werden direkt an das Messgerät TRIONet der DEWETRON GmbH angeschlossen. Die DEWETRON-Module dienen dazu, die Spannungssignale direkt und die Stromsignale über Mehrkanal-Strommesssysteme der Firma SIGNALTEC aufzunehmen. Letztere enthalten die oben bereits erwähnten Stromwandler CT100 und passende passive Bürdenmodule.



Abbildung 10: Schaltplan des NS-Messaufbaus WIRE-UP, Graue Bereiche zeigen Systeme im Materialcontainer, der blaue Bereich die DUTs im Klimacontainer.

Aufgrund der hohen Signalauflösung von 24 Bit und den mehrtägigen Messzeiten werden nur relevante Datenausschnitte in den Anregungsphasen über Trigger erkannt und aufgenommen.

E. Wesentliche Peripherie

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Betriebsmitteln und Einrichtungen sind weitere wesentliche Hilfsmittel notwendig, um die Messkette herzustellen und die Messungen durchzuführen.

Dazu zählt ein 1,10x2,10x2,10 m großer Materialcontainer in dem ein Steuerrechner, die zwei DEWETRON TRIONets, die SIGNALTEC Versorgungsmodule, die zwei Messboxen, das ONIS-Impedanz-Messgerät zur Anregung und die Stromversorgung dieser Geräte und des Klimacontainers untergebracht sind. Der Materialcontainer wird über ein 2,6 kW Klimagerät der Firma Honeywell auf 20°C gehalten, um auch bei langen Messreihen Ungenauigkeiten durch die temperaturempfindlichen Sensoren zu vermeiden. Im Materialcontainer sind außerdem 2 Baustromverteiler untergebracht, die durch eine ca. 90 m lange H07RN-F 5G35 Gummischlauchleitung an einem NS-Schaltfeld angeschlossen sind. Der Abgang am Schaltfeld ist mit NH-2 63 A Sicherungen vor Überlast geschützt.



ABBILDUNG 11: EINBRINGEN VON DUT 3, NYCWY 3x10re, in den Klimacontainer.

Die physisch großen DUTs benötigen lange, um ihr thermisches Gleichgewicht zu erreichen, wenn der Wärmeübergang lediglich durch natürliche Konvektion stattfindet. Deshalb wird ein 1 kW Hallenventilator eingesetzt, der die DUTs konstant anströmt und durch die erzwungene Konvektion die Dauer bis zum Erreichen des thermischen Gleichgewichts reduziert.

Für das Einbringen der DUTs in den Klimacontainer war es notwendig, den Boden der ca. 3 m langen Zufahrt zu verdichten und zusätzlich mit Bodenlastplatten zu bedecken. Dadurch konnte der Zufahrtsweg bis 20 t belastet werden und war somit für die Gabelstapler zugänglich. Weil die Stapler nur Zugang zum vorderen Teil des Containers hatten, wurden Walzwerke mit einer individuellen Traglast von 15 t verwendet, um die DUTs im Container zu verschieben.

Die Bodenplatten, der Hallenventilator und die Walzwerke sind auf ABBILDUNG 11 einzusehen. Es wird gezeigt, wie DUT 3, NYCWY, in den Klimacontainer eingebracht wird.

IV. MESSAUFBAU

In ABBILDUNG 10 wird der vereinfachte Schaltplan des Messaufbaus des Projektes für die NS-Kabel dargestellt. Dabei stellen die grauen Bereiche Abschnitte im Materialcontainer und der blaue Bereich den Abschnitt im Klimacontainer dar. Als Netzanschluss wird ein 16 A Abgang des Baustromverteilers genutzt, der unmittelbar an die Eingangsmessbox angeschlossen ist. Danach führen ca. 3 m lange 600-CY-O 1x25rm Kabel in den Klimacontainer, die über Kabelschuhe mit den jeweiligen DUTs verbunden sind. Die gleichen Leitungen führen aus dem Klimacontainer heraus und in die Ausgangsmessbox. An diese ist das ONIS zur Systemanregung angeschlossen. Für den Schaltplan in ABBILDUNG 10 gelten folgende Vereinfachungen:

- Das System wird nur einphasig und nicht 3- bzw. 4phasig dargestellt. Aufgrund ihrer symmetrischen Geometrie, werden die DUTs in einer einphasigen Darstellung gezeigt. Für spätere Berechnungen ist diese Vereinfachung deshalb unzulässig, da aufgrund der realen asymmetrischen Belastung und einzelner einphasiger Verbraucher nicht von einem symmetrischen Netz ausgegangen werden kann.
- Die Impedanzen der Zu- und Ableitungen und der Messboxen werden vernachlässigt.
- Das Ersatzschaltbild des DUTs ist als ein PI-Element dargestellt. In späteren Betrachtungen ist ein verteiltes Parametermodell notwendig, um die Eigenschaften der streckenabhängigen Schwingkreise zu berücksichtigen.
- Die weiteren Versorgungsabgänge des Baustromverteilers, und deren Auswirkung auf die Netzimpedanz werden nicht dargestellt.



Abbildung 12: Schaltplan des MS-Messaufbaus WIRE-UP, der graue Bereiche zeigt den Mittelspannungsmesscontainer, der blaue Bereich den Klimacontainer und der grüne Bereich das MS-Schaltfeld.

Der Mittelspannungs-Messaufbau ist nicht identisch zur NS-Ausführung. Hier werden keine separaten Messboxen verwendet und der Netzverknüpfungspunkt wird nicht über den Baustromverteiler, sondern direkt über ein MS-Schaltfeld realisiert. Angeregt und gemessen wird direkt mit dem MS-Messcontainer. Die Anschlüsse der DUTs erfolgen außerdem nicht im Klimacontainer, sondern direkt am MS-Schaltfeld und den Anschlüssen des Messcontainers. Die Änderungen können in ABBILDUNG 12 eingesehen werden. Es werden vergleichbare Vereinfachungen wie beim NS-Anschluss getroffen.

V. AUSBLICK

Das Projekt WIRE-UP validiert die Idee eines Temperaturmonitorings auf Basis der Dämpfung von Resonanzstellen für unterschiedliche Kabelgeometrien. Der hier dargestellte technische Bericht beschreibt die DUTs, die Messkette und die eingesetzten Geräte.

Mit dem gezeigten Aufbau sollen alle fünf Starkstromkabel über breite Temperaturbereiche vermessen werden. Dadurch soll zum einen die prinzipielle Anwendbarkeit des Temperaturmonitorings für die unterschiedlichen Kabeleigenschaften, -Geometrien und Spannungsebenen validiert werden. Zum anderen sollen konkrete Werte für die Position und die Höhe der relevanten Resonanzstellen in Abhängigkeit der jeweiligen Temperatur aufgenommen werden.

Eine wesentliche analytische Aufgabe besteht in der Umrechnung der elektrischen Eigenschaften eines aufgetrommelten und eines lang ausgelegten Kabels.

Außerdem müssen die Einflüsse des, ggf. nicht nur frequenz- sondern auch zeitabhängigen, Netzverknüpfungspunktes erfasst und bewertet werden.

Die Auswertung des Netzverknüpfungspunktes ermöglicht eine Einschätzung, ob die Bewertung der Gesamtsystemimpedanz ausreicht oder ob eine gezielte Analyse der Zweitorparameter der Kabelstrecke erforderlich ist. ist.

Eine der wesentlichen Prämissen dieses Messaufbaus ist die homogene Erwärmung der DUTs. Die Auswirkungen von inhomogenen Erwärmungen sind separat in einem dafür geeigneten Messaufbau zu erfassen und zu bewerten.

DANKSAGUNG

Wir danken der Hamburger Energienetze GmbH für die Förderung des Projekts sowie den konstruktiven wissenschaftlichen Austausch. Unser Dank gilt außerdem der Zentralwerkstatt der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg für die essentielle logistische Unterstützung.

LITERATUR

- [1] IEC, "iec60287-1-1 bis 3-3" [Online]. Verfügbar unter: https://webstore.iec.ch/en/publication/68120
- P. Möbius, M. Plenz, J. Schräder und D. Schulz, "Auswirkungen statischer Obergrenzen von Energieübertragungsstrecken", 2024.
- [3] P. Möbius, J. Schräder, J. Tegeler und D. Schulz, Komplexitätsreduktion von ausgedehnten elektrischen Systemen für Laboraufbauten am Beispiel von Energieübertragungsleitungen. Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme, 2023.
- HELUKABEL | Single 600-CY-J / Single 600-CY-O. [Online].
 Verfügbar unter: https://shop.helukabel.com/de-de/single-600-cy-jsingle-600-cy-o-m10910 (Zugriff am: 13. August 2024).
- UL iQTM for Appliance Wiring Materials. [Online]. Verfügbar unter: https://iq.ul.com/awm/stylepage.aspx?style=1581 (Zugriff am: 13. August 2024).
- [6] K&B Kunststoffdreherei GmbH CNC-Drehteile und Frästeile, K&B Kunststoffdreherei GmbH - Datenblatt Polyvinylchlorid (PVC). [Online]. Verfügbar unter: https://kbkunststoffdreherei.de/kunststoff/standardkunststoffepolyvinylchlorid-pvc/ (Zugriff am: 13. August 2024).
- [7] E. Specht, Packings of equal and unequal circles in fixed-sized containers with maximum packing density. [Online]. Verfügbar unter: http://www.packomania.com/ (Zugriff am: 15. August 2024).
- [8] Helukabel, "Datenblatt 600-CY-J" [Online]. Verfügbar unter: https://assetscdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE L M10910 DE.pdf
- Helukabel, "Datenblatt NA2XY" [Online]. Verfügbar unter: https://assetscdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKA)

cdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE L_M33113_DE.pdf

- [10] HELUKABEL | NA2XY-O schwarz 4 x 150 se mm². [Online]. Verfügbar unter: https://shop.helukabel.com/de-de/NA2XY-M33113/33154 (Zugriff am: 16. August 2024).
- Helukabel, "Datenblatt NYCWY" [Online]. Verfügbar unter: https://assetscdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE
- L_M32260_DE.pdf
 HELUKABEL | NYCWY schwarz 3 x 10 re / 10 mm². [Online]. Verfügbar unter: https://shop.helukabel.com/de-de/NYCWY-
- M32260/32263 (Zugriff am: 16. August 2024). [13] Helukabel, "Datenblatt N2XSEY" [Online]. Verfügbar unter: https://assetscdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE
 - cdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE L_M33113_DE.pdf
- [14] HELUKABEL | N2XSEY rot 3 x 35 rm mm². [Online]. Verfügbar unter: https://shop.helukabel.com/de-de/n2xseym34339/34340#technical-data (Zugriff am: 16. August 2024).
- [15] HELUKABEL | NA2XS(F)2Y. [Online]. Verfügbar unter: https://shop.helukabel.com/de-de/na2xsf2y-m32600 (Zugriff am: 16.
- [16] Helukabel, "Datenblatt NA2XS(F)2Y" [Online]. Verfügbar unter:
- https://assetscdn.helukabel.com/suppliers/Helukabel/documents/db/HELUKABE L_M32600_DE.pdf
- [17] VDE NormenBibliothek, DIN EN 60228 (VDE 0295): 2005-09.
 [Online]. Verfügbar unter: https://www.normenbibliothek.de/vdexaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__%2F%2 F*%5B%40attr_id%3D%270295002_section_5%27%5D__1724071 582374 (Zugriff am: 19. August 2024).
- [18] Litzenaufbau nach DIN EN 60228 VDE 0295 erweitert.

- [19] S. A. Schelkunoff, "The Electromagnetic Theory of Coaxial Transmission Lines and Cylindrical Shields", *Bell System Technical Journal*, Jg. 13, Nr. 4, S. 532–579, 1934, doi: 10.1002/j.1538-7305.1934.tb00679.x.
- [20] Uwe Schmidt, Technische Universität und Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, "Frequenzabhängige Parameter von Kabeln zur Berechnung von Ausgleichsvorgängen im Zeitbereich"
- [21] S. p. d.o.o., KABEL ALUMINIJ PP00-A NAYY-J 4X150 +1.5 MM2 KOLUT RAZRED Eca | Marchiol d.o.o. [Online]. Verfügbar unter: https://marchiol.si/izdelki/izdelek/cvnayy-j4x15025 (Zugriff am: 15. August 2024).
- [22] VDE NormenBibliothek, DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04. [Online]. Verfügbar unter: https://www.normenbibliothek.de/vdexaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2 F*%5B%40attr_id%3D%270200033_section_7%27%5D_1724069 769157 (Zugriff am: 19. August 2024).
- [23] VDE, "DIN VDE 0276-603" [Online]. Verfügbar unter: http://img105.job1001.com/upload/adminnew/2014-11-26/1416999242-7CW2TQV.pdf
- [24] faber kabel, "Power cable NA2XY acc. to VDE 0276-603" [Online]. Verfügbar unter:
- https://telcomtrade.ru/upload/image/products/pdf/dbl_na2xy.pdf [25] Hesselmann GmbH, "Datenblatt NA2XY-J" [Online]. Verfügbar unter: https://www.hesselmann.de/data-download/produktinfo/hena2xy.pdf
- [26] A. Eberle GmbH & Co. KG, "IL20_Capacity_of_Conductors_EN"

- [27] prysmian NYCWY 3x10. [Online]. Verfügbar unter: https://balticscatalogue.prysmian.com/s/#/family/MCMK_1KV_ROUND (Zugriff am: 16. August 2024).
- [28] CSE Industrial Electrical Distributors Ltd, Stranding Chart IEC 60228/BS 6360 Conductors for insulated cables. [Online]. Verfügbar unter: https://www.cse-distributors.co.uk/cable/technical-tablesuseful-info/stranding-chart.html (Zugriff am: 19. August 2024).
- [29] Conrail Container Kuehlcontainer oder Heizcontainer. [Online]. Verfügbar unter: https://conrail.de/kuehl%20heizcontainer%20cp8 htm (Zugriff on
 - https://conrail.de/kuehl%20heizcontainer%20sp8.htm (Zugriff am: 20. August 2024).
 Michael Jordan, Marc Florian Meyer, Gesa Kaatz und Detlef Schulz,
- [30] Michael Jordan, Marc Florian Meyer, Gesa Kaatz und Detlef Schulz, Harmonic Network Impedance Measurement and Modelling on the Medium Voltage level: International ETG Congress 2017 28-29 Nov. 2017. Frankfurt am Main: VDE, 2017. [Online]. Verfügbar unter:

https://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=8278 713

- [31] M. Jordan, F. Grumm, G. Kaatz, M. F. Meyer, H. Wilken und D. Schulz, "Online Network Impedance Spectrometer for the Medium-Voltage Level" in 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494432.
- [32] morEnergy GmbH -, ONIS | Leistungsstarkes Impedanzmessgerät morEnergy GmbH. [Online]. Verfügbar unter: https://morenergy.net/deutsch/produkte/onis/ (Zugriff am: 21. August 2024).

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Aktive Planung von robusten gekoppelten Netzen

Marwan Mostafa*, Johannes Heise, Payam Teimourzadeh Baboli, Christian Becker Institut für Elektrische Energietechnik Technische Universität Hamburg Hamburg, Deutschland

*marwan.mostafa@tuhh.de

Kurzfassung - Durch die zunehmende Elektrifizierung in dem Wärmesektor ergeben sich neue Herausforderungen wie z. B. stark gestiegene Lasten und die damit verbundenen Anforderungen an einen schnellen Netzausbau, aber auch Chancen zur Nutzung von Flexibilitäten im Netzbetrieb. Dieser Beitrag stellt eine Methode zur effizienten Planung von mit Wärmenetzen gekoppelten Stromnetzen vor. Zunächst wird das Flexibilitätspotential steuerbarer Verbraucher für die Netzplanung genutzt, um Netzengpässe zu vermeiden und kostenintensive Netzausbauten zu verzögern. Des Weiteren wird ein neuartiger Ansatz zur Verteilungsrobusten Optimierung des Betriebs gekoppelter Strom- und Wärmenetze unter Unsicherheiten vorgestellt. Dieser Ansatz basiert auf einem verteilungsrobusten zufallsbeschränkten Leistungsflussmodell (DRCC-OPF), das Unsicherheiten in wetterabhängigen Lastprognosen berücksichtigt. Das Gesamtkonzept integriert beide Ansätze in ein iteratives Planungsverfahren, das die Flexibilität des Netzbetriebs optimiert und gleichzeitig die Robustheit des Zielnetzes langfristig sicherstellt. Das Konzept ist Teil der gesamten integrierten Netzplanungsmethode, die im Rahmen des Teilvorhabens iNeP entwickelt wird.

Stichworte – Netzplanung, Sektorkopplung, Verteilnetze, Flexibilität, Unsicherheiten, Wärmepumpen

I. MOTIVATION & EINLEITUNG

Die zunehmende Elektrifizierung von Verbrauchssektoren wie Verkehr und Wärme, getrieben durch den Übergang zu einer kohlenstoffneutralen Energieversorgung, stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen, wie z. B. ein steigender Energiebedarf und die resultierende Notwendigkeit eines schnellen Netzausbaus, neue, oft unbekannte Lastprofile und Verbraucher sowie dezentrale Erzeugung [1]. Die Herausforderungen dienen als Motivation, Lösungen zu entwickeln, um das Flexibilitätspotenzial im Netzbetrieb optimal auszuschöpfen und dadurch die Herausforderungen effektiv zu bewältigen. Insbesondere elektrische Wärmepumpen mit thermischen Speichersysteme bieten vielversprechende Lösungen für die Lastverschiebung und kostengünstige Energiespeicherung. Allerdings ist diese Flexibilität mit Unsicherheiten verbunden, die auf schwankende Wetterbedingungen und unterschiedliches Kundenverhalten zurückzuführen sind.

Die Autoren dieses Beitrags haben bereits zwei Methoden vorgestellt, die jeweils einen Beitrag zu einer effizienteren Netzplanung leisten. Zum einen wurde in Heise et al. [2] eine Methode vorgestellt, die das Flexibilitätspotential steuerbarer Verbraucher für die Netzplanung nutzt. Zum anderen wird ein neuartiger Ansatz zur Optimierung des Betriebs gekoppelter Strom- und Wärmenetze unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten in [3] vorgestellt, der ein verteilungsrobustes, zufallsbeschränktes optimales Leistungsflussmodell (englisch Distributionally Robust Chance Constrained Optimal Power Flow, kurz DRCC-OPF) in der Netzoptimierung verwendet. In diesem Beitrag wird ein Gesamtkonzept vorgestellt, welches die beiden Methoden in ihrem Zusammenwirken beschreibt.

Die hier vorgestellte Arbeit ist Teil des Teilvorhaben "iNeP - Integrierte Netzplanung" des Verbundprojekts "NRL Norddeutsches Reallabor". In diesem werden eine Planungsmethodik, ein Planungsmodell und ein entsprechendes Planungstool für integrierte Energiesysteme entwickelt [4], [5]. Diese sollen die Netze der drei Energieträger Strom, Gas und Wärme der Industriemetropole Hamburg integriert im Hinblick auf günstige Verknüpfungspunkte und -technologien sowie Ausbauempfehlungen für Netzstrukturen und Speicher betrachten.

II. GESAMTKONZEPT

Das Gesamtkonzept stützt sich auf zwei Kernmethoden, die in [2] und [3] detailliert beschrieben werden: die Integration Flexibilitäten zur Reduktion von von Netzüberlastungen die zufallsbeschränkte und Verteilungsrobuste Optimierung (DRCC) zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzführung. Diese beiden Ansätze werden in einem vierstufigen Planungsverfahren kombiniert, das den effizienten Einsatz von Flexibilitäten sicherstellt und gleichzeitig die Robustheit des Zielnetzes garantiert. Das Gesamtkonzept ist in ABBILDUNG 1 zu sehen und wird in A-E beschrieben.

A. Datenaufbereitung

Im ersten Modul, der Datenaufbereitung, werden die erforderlichen Eingangsdaten gesammelt und verarbeitet. Dies umfasst Lastprofile, Flexibilitätspotentiale (z.B. durch PV, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), Wetterdaten und das physische Netzmodell. Die Genauigkeit dieser Daten bildet die Grundlage für die nachfolgenden Optimierungsschritte. Insbesondere spielen die Unsicherheiten in der Last- und Wettervorhersage eine wichtige Rolle, da sie später im DRCC-OPF-Modell als probabilistische Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

B. Netzbetriebsmodell

Das Netzbetriebsmodell nutzt die Flexibilität der dezentralen Ressourcen, um den Netzbetrieb zu optimieren und dabei Redispatch-Kosten zu minimieren. Dieses Modul greift auf die in [5] beschriebene Optimierungsmethode zurück, bei der die Flexibilität aus Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge in den Netzbetrieb integriert werden, um Überlastungen zu vermeiden. Die Flexibilitäten werden so eingesetzt, dass sie kurzfristig



ABBILDUNG 1: GESAMTKONZEPT DER PLANUNGSMETHODE.

auftretende Netzengpässe durch Lastverschiebungen oder Leistungskorrekturen ausgleichen. Sollte die Optimierung erfolgreich sein, kann auf eine Netzverstärkung verzichtet werden. Falls die Optimierung zu einem Zeitpunkt nicht konvergiert, weil die Betriebslimits nicht eingehalten werden, erfolgt ein Übergang zum Netzausbaumodell.

C. Netzausbaumodell

Im Netzausbaumodell wird die Erweiterung des Netzes betrachtet, falls die Nutzung der Flexibilitäten nicht ausreicht, um eine stabile Netzführung sicherzustellen. Die Entscheidung über Netzverstärkungen basiert auf einer Kostenoptimierung, wie in [2] beschrieben. Dies geschieht iterativ über verschiedene Planungsperioden hinweg, wobei neue Leitungen oder andere Netzelemente nur dann in Betracht gezogen werden, wenn eine nach einer weiteren Iterationsschleife die Betriebsoptimierung zu keiner Lösung führt. Daraus ergeben sich alle validen Planungsalternativen.

D. DRCC-Optimierungsmodell

Im letzten Schritt erfolgt die Optimierung mittels des DRCC-OPF-Modells, wie in Kapitel III beschrieben. Hier wird das Netzmodell auf Basis von Wettervorhersagen und Lastprognosen optimiert, um sicherzustellen, dass das Netz auch bei unerwarteten Abweichungen und Vorhersagefehlern innerhalb seiner technischen Grenzen bleibt. Die probabilistischen Nebenbedingungen garantieren, dass Spannungen und Stromstärken auch bei den ungünstigsten Szenarien nur mit einer sehr geringen vordefinierten Verletzungswahrscheinlichkeit-typischerweise zwischen 1% und 5% - überschritten werden. Dies schützt das Netz vor

instabilen Betriebszuständen und stellt einen sicheren Netzbetrieb auch unter Unsicherheit sicher.

E. Iterationsprozess und Auswahl des Zielnetzes

Das Gesamtkonzept arbeitet iterativ, indem es für jede Planungssituation zunächst die verfügbaren Flexibilitäten nutzt, um das Netz stabil zu betreiben. Sollte dies nicht genügen, wird das Netzmodell durch gezielte Verstärkungen der Netzbetriebsmittel angepasst. Sobald ein stabiler Betriebszustand erreicht ist, wird das Netz mit dem DRCC-OPF-Modell gegen Unsicherheiten optimiert. Das resultierende Netzdesign stellt sicher, dass es sowohl kurzfristigen Anforderungen standhält als auch langfristig auf unsichere Entwicklungen vorbereitet ist.

Der iterative Ansatz, der den Betrieb und den Ausbau des Netzes integriert, ermöglicht eine kosteneffiziente und robuste Netzplanung. Dieses Konzept reduziert das Investitionsrisiko und ermöglicht eine langfristige Nutzung der bestehenden Netzkonfiguration durch optimale Ausnutzung der vorhandenen Flexibilitäten, wodurch der Bedarf an Netzausbau verzögert werden kann.

III. ERGEBNISSE

In der Fallstudie für ein städtisches Mittelspannungsnetz in [2] konnte gezeigt werden, dass traditionelle Methoden der Netzplanung ab 2030 eine Aufteilung des bestehenden Rings in zwei unabhängig operierende Ringe erfordern, um Grenzwertüberschreitungen zu vermeiden, was Kosten von 858.360 Euro verursacht. Im Gegensatz dazu zeigt die hier vorgestellte Methode, dass durch die optimale Nutzung der Flexibilität, insbesondere durch die Reduzierung der Lasten von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und später auch der Steuerung von Erzeugung durch Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern, der Netzausbau im elektrischen Verteilnetz um mindestens 15 Jahre verzögert werden kann. Dadurch verringert sich das Investitionsrisiko, senken sich die Kosten in den frühen Planungsjahren verzögert sich der Bedarf an Netzausbau.

In der zweiten Fallstudie wurde ein Niederspannungsnetz untersucht, das auf dem europäischen Niederspannungsmodellnetz der CIGRE basiert. In diesem Netz versorgt eine zentrale Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher über ein Nahwärmenetz alle Einfamilienhäuser im Niederspannungsstrang mit Wärme. Die Ergebnisse der zweiten Fallstudie aus [3] zeigen, dass das DRCC-OPF-Modell im Vergleich zum deterministischen OPF-Problem zu einem konservativeren Betrieb führt. Insbesondere DRCC-OPF-Modell reduziert das den Spitzenstrombedarf Wärmepumpe der durch Lastverschiebung und effektivere Nutzung des thermischen Speichersystems. Dieser konservative Ansatz stellt sicher, dass das Netz auch bei ungünstigen, von der Prognose Wetterbedingungen abweichenden innerhalb der Betriebsgrenzen bleibt.

Es wird eine Monte-Carlo-Analyse durchgeführt, um die Wahrscheinlichkeit von Beschränkungsverletzungen bei den beiden OPF-Ansätzen zu bewerten. Die Analyse verwendet 10.000 Stichproben von Temperaturprofilen auf der Grundlage Prognosefehlerverteilung. der Das Optimierungsproblem wurde in Python formuliert und mit Ergebnisse zeigen, Gurobi gelöst. Die dass die deterministische OPF zu Spitzenzeiten eine hohe Überschreitungswahrscheinlichkeit der Netzbeschränkungen
von 46,55 % aufweist. Im Gegensatz dazu verringert die DRCC-OPF dieses Risiko erheblich und senkt die Verletzungswahrscheinlichkeit auf nur 1,40 %, was deutlich unter der angestrebten Zielschwelle von 5 % liegt. Dies zeigt, dass der DRCC-OPF-Ansatz eine viel zuverlässigere und robustere Lösung für den Netzbetrieb unter Unsicherheit bietet.

IV. AUSBLICK

Zukünftige Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf die Erweiterung der Modellierung und Optimierungsansätze, um die Effizienz des Netzausbaus und Zuverlässigkeit von geplanten Verteilnetzen weiter zu verbessern. Eine umfassendere Modellierung thermischer Systeme sowie der Einsatz präziserer Prognosemethoden sollen die Vorhersagegenauigkeit und das Systemverhalten optimieren. Zudem ist die Einbindung zahlreicher Simulationen für verschiedene Netzkonfigurationen unerlässlich, um robuste Planungsentscheidungen zu ermöglichen. Der Einsatz heuristischer Optimierungsmethoden könnte dabei helfen, effizientere Netzkonfigurationen zu finden, während probabilistische Ansätze wie die chancenbeschränkte Optimierung die Planungsgenauigkeit durch die Berücksichtigung von Unsicherheiten weiter erhöhen können. Insgesamt zielt diese Arbeit darauf ab, die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit von Verteilnetzen langfristig zu sichern.

DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich bei den im Projekt beteiligten Industriepartner Hamburger Energienetze GmbH und Hamburger Energiewerke GmbH für die Unterstützung bei der Entwicklung dieser Arbeit.

Das Teilvorhaben "iNeP- Integrierte Netzplanung für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme" als Teilvorhaben des NRL ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz mit dem FKZ 03EWR007O2 gefördertes Projekt.

LITERATUR

- M. Mostafa et al., "Integrated Planning of Multi-energy Grids: Concepts and Challenges," in *NEIS 2022*, Hamburg: VDE, Sep. 2022, pp. 1–7.
- [2] J. Heise, M. Mostafa, P. T. Baboli, and C. Becker, "Integration of Active Operation into the Planning Phase of a Medium-Voltage Distribution Grid," in 2024 International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST), Prishtina, Kosovo (UNMIK): IEEE, Jun. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/REST59987.2024.10645416.
- [3] M. Mostafa, J. Heise, P. T. Baboli, and C. Becker, "Exploiting Flexibility in Multi-Energy Systems through Distributionally Robust Chance-Constrained Optimization," in 2024 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Napoli, Italy: IEEE, Jun. 2024, pp. 295–300. doi: 10.1109/SPEEDAM61530.2024.10609164.
- [4] D. Vorwerk et al., "iNeP integrierte Netzentwicklungsplanung f
 ür die Energieträger Strom, Gas und Wärme," 2021, doi: 10.24405/13948.
- [5] D. Vorwerk, D. Schulz, J. Heise, M. Mostafa, C. Becker, and N. Sanina, "Integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wärme: Konzepte für regionalisierte Szenarien und Netzentwicklung," 2022, doi: 10.24405/14593.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Characterisation of Fuel Cell Membranes using H₂-Pumping Operation

Carsten Cosse*, Daniel Becker, Marc Schumann, Detlef Schulz *Chair of Electrical Power Systems Helmut Schmidt University/University of the Bundeswehr Hamburg*, Germany *carsten.cosse@hsu.hamburg

Abstract - Proton exchange membrane fuel cells have been established as a viable technology to convert energy stored in a fuel, namely hydrogen, into electricity and heat. Especially for mobile applications this technology offers a number of advantages over other types of fuel cells, specifically a high power density and low operating temperatures. However, to facilitate proper conductivity of the membrane, the water content within needs to be maintained at a high level, balancing diffusion and electroosmotic drag within the membrane against one another and supplying water through humidified gas streams. This paper presents a methodology based on hydrogen pumping operation of membrane electrode assemblies to analyse the effect of different operating conditions on the membrane resistance. Further, in order to evaluate the electrochemical impedance spectroscopy (EIS) data obtained from the measurement procedures a post processing algorithm is used to filter noisy EIS data. Measurements are performed under fully humidified conditions at varying operating temperatures and at a fixed operating temperature using asymmetric humidification to study the influence of the electroosmotic drag. Surprisingly, no significant influence of the direction of the asymmetry is found.

Keywords – PEMFC, Membrane, Water Management, EIS

	Nomenclature
CL	Catalyst layer
EIS	Electrochemical impedance spectroscopy / spectrum
EQC	Equivalent circuit
H_2	Hydrogen
H^{+}	Proton
H ₂ O	Water
MEA	Membrane electrode assembly
PEMFC	Proton exchange membrane fuel cell
PFSA	Perfluorosulfonic acid

I. INTRODUCTION

Fuel cells provide an efficient way to convert chemical energy stored in a fuel into electricity and heat. In combination with water electrolysis fuel cells could enable a circular energy economy with hydrogen (H₂) as its primary energy vector. Due to their comparatively high power density and low operating temperatures especially proton exchange membrane fuel cells (PEMFC) using perfluorosulfonic acid membranes (PFSA), such as Nafion[®], have been investigated and

developed to facilitate the introduction to the market. One of the most critical aspects of the behaviour of PEMFC is the water management, since the conductivity of the membrane depends heavily on the presence of a sufficient concentration of water [1-3]. Within the membrane of PEMFC mainly two substances are transported, protons (H^+) and water (H_2O) . The desired transport of H⁺ requires a substantial presence of H₂O to facilitate the transport. A number of authors have already found, that an increasing water content of the membrane leads to an increase of the conductivity of PFSA-membranes [1, 4]. As described in [5–7] under high humidity conditions inside the membrane H⁺ is transported by the Grotthus-mechanism, whereby the H⁺ moves from one cluster of H₂O-molecules, inside the membrane pores, to the next, following the gradient of the electrolytic potential. Further, the H⁺ can also diffuse through the expanded membrane pores in various cluster arrangements with H₂O-molecules. Under lower humidity, when the pores of the membrane have not expanded as much, the hopping of H⁺ mainly occurs along the walls of the pores, where the interaction is between the H^+ , H_2O and the acidside-chain of the polymer [6, 8].

Therefore, a number of authors [9–12] have investigated the water sorption and transport behaviour of different PFSA membranes. Most of these contributions investigate membranes without any catalyst layers or electrodes, exposed to a humidified gas stream or atmosphere. Sorption isotherms to determine the water uptake of the membrane with respect to temperature and relative humidity are determined through long term exposure to the respective gas composition followed by weighing of the membrane to determine the water uptake [1, 13]. Assuming no sorption inhibition a number of authors determine the diffusion characteristics by placing the membrane between two gas streams of different relative humidity and weighing the water permeating through the membrane within a defined time. Ge et al. [14] performed investigation of the absorption and desorption rate for the membranes and found that the sorption processes cannot be neglected.

While some research focuses on full membrane electrode assemblies (MEAs), these investigations usually are carried out on cells in H_2 / air operation, where in the cathode catalyst layer (CL) H_2O is formed at the surface of Platinum particles in contact with the ionomer, where oxygen has diffused to the respective interface [15]. This increases the difficulty of distinguishing between diffusion due to differences in the educt humidification, electroosmotic drag and the diffusion resulting from product water. In order to reduce the contributing processes, operation of MEAs in H_2 -pumping is

investigated in the present work. For this mode of operation both anode and cathode are supplied with H_2 . This eliminates the sluggish reaction kinetics of the Oxygen reduction reaction [16, p. 2], allowing a targeted analysis of the remaining processes, specifically the water transport.

II. RESEARCH METHODOLOGY

A MEA is built up using a Nafion® 212 membrane and two gas diffusion electrodes based on Sigracet 22BB carbon a Platinum loading of 0.5 mg/cm^2 paper with (fuelcellstore.com, USA). The components are bonded to form a MEA by hot-pressing for 3 min at 130 °C with a pressure of 150 N/cm². Subsequently, a break-in procedure is performed under H₂-pumping with humidified and temperature controlled H₂ gas streams, to ensure a constant temperature and humidity of the cell under test. Using a Gamry Reference 3000 potentiostat/galvanostat in conjunction with a Gamry 30k Booster (Gamry Instruments Inc., USA) a polarisation curve is measured for the MEA, as well as a number of electrochemical impedance spectra (EIS). The respective measurement procedure is presented in FIGURE 1 and is repeated for every operating point, allowing for a 12 h equilibration period after each operating point is reached and before the respective measurement procedure starts.



FIGURE 1: FLOW CHART OF THE MEASUREMENT PROCEDURE FOR THE CHARACTERISATION MEASUREMENTS OF THE MEMBRANE. THE OPERATING POINT IS CHARACTERISED BY THE OPERATING TEMPERATURE, T_{cell} , and the humidifier temperatures, $T_{dp a}$, $T_{dp c}$. The operating current, I_{dc} , is increased incrementally and EIS measurements covering the frequency range, f_{EIS} , are performed.

The operating points for the MEA are chosen to encompass a wide array of operating temperatures and humidification scenarios. At four different cell temperatures $(T_{cell} = 43, 55, 67, 79 \,^{\circ}C)$ the procedure is carried out with almost 100% relative humidity $(T_{dp a} = T_{dp c} = T_{cell} - 1 \,^{\circ}C)$. This series of measurements allows insight into the temperature-dependent characteristics of the fully humidified membrane.

Furthermore, additional EIS measurements were carried out at $T_{cell} = 67$ °C. At this operating temperature, different humidifier conditions were tested with and without constant electrical currents to evaluate the membrane characteristics for different humidities. Furthermore, the measurements with constant currents allow analysis of the effect the electroosmotic drag imposes on the membrane. Using completely dry gas an EIS is measured under open circuit conditions. At symmetric humidifier temperatures $(T_{dp a} =$ $T_{dpc} = 20, 50 \,^{\circ}\text{C}$) measurements at three different current levels are performed. Lastly, under four different asymmetric humidifier temperature configurations the measurement procedure shown in FIGURE 1 is carried out to study the influence of the electroosmotic drag working with and against the concentration gradient. This is done to provide a substantial database for a subsequent model fitting to determine various parameters.

III. RESULTS & DISCUSSION

In this section the different measurement results are shown and discussed.

A. Varied operating temperatures under full humidification

FIGURE 2 shows the polarisation plots for the four different operating temperatures tested with full humidification. The data clearly shows a reduced overpotential with increasing temperature. Also, all four plots exhibit almost linear behaviour, indicating that ohmic resistance dominates the polarisation behaviour under these operating conditions. Only at the two operating points with the lower temperatures a slight trend toward a diffusion limiting regime can be observed above operating current densities of 0.8 A/cm².



FIGURE 2: VOLTAGE OVER CURRENT DENSITY POLARIZATION PLOT FOR THE MEMBRANE ELECTRODE ASSEMBLIES UNDER TEST AT DIFFERENT OPERATING TEMPERATURES (FIRST NUMBER IN LEGEND) WITH ALMOST FULL HUMIDIFICATION (HUMIDIFIER TEMPERATURE SECOND NUMBER IN LEGEND).

The corresponding EIS measurements are displayed in FIGURE 3 as Nyquist plots of the negative imaginary impedance Z'' plotted over the real impedance Z'. All of the impedance spectra shown consist of three semicircles, which are more or less indented and overlapping. As already indicated by the differing slopes in FIGURE 2, the membrane



FIGURE 3: NYQUIST PLOTS OF THE IMPEDANCE SPECTRA MEASURED DURING THE MEASUREMENT PROCEDURES ACCORDING TO FIGURE 1 FOR THE FULLY HUMIDIFIED OPERATING POINTS AT (A) 43 °C, (B) 55 °C, (C) 67 °C AND (D) 79 °C.

resistance, which translates to the high frequency intercept of the impedance curves with the real axis (left side of plots), decreases with increasing operating temperature. When comparing the Nyquist plots at different temperatures it is evident, how the current influences the membrane resistance as well, this is likely due to the electroosmotic drag. Depending on the operating temperature there seems to be an optimal current, where the effect of the electroosmotic drag pulls water into the membrane without causing severe dehydration and thus decreasing membrane resistance. This can be observed in FIGURE 3 (A), (B) and (D), where the curve with the lowest real impedance (Z') is measured at 10, 6 and 10 A, respectively.

Only for the measurement at 67 °C this behaviour is not observed. Here, the lowest real impedance curve corresponds to 0 A. An explanation for this behaviour can be found in the polarisation curve of that operating point (FIGURE 2), where a distinct dip of the voltage over current characteristic can be seen around 20 A (0.8 A/cm^2). This likely indicates secondary effects, such as droplet formation in the flow field blocking the gas supply. At 67 °C (FIGURE 3 (C)) the lower real impedance is observed for an operating current of 0 A, whereas the lowest overall real impedance could be measured at 79 °C (FIGURE 3 (D)) at an operating current of 10 A.

Looking at FIGURE 3 (A) and (B) in detail, it is evident, that the magnitude (diameter) of the third semicircle, at lower frequencies (right hand side of the plots) increases with the current. This is likely due to diffusive losses, which become exponentially larger with increasing current. Also, the third semicircle is significantly smaller for all currents at 67 °C or 79 °C as compared to the runs at 43 °C and 55 °C. High temperatures increase the diffusion coefficient of the gases and thus the transport of species inside of the CL.

To evaluate the described phenomenon more objectively the spectra are analysed using a set of sorting conditions, which have already been introduced in [17]. Using the algorithm, the measurement data is analysed and irrelevant data is discarded from the following analysis. As in [17], all data points are subjected to a comparison of the magnitude (|Z|) and phase (ϕ) value of the impedance between the subsequent frequencies, as the spectra need to be continuous. Added in this work is a third condition, requiring an increase of the magnitude with decreasing frequency. This condition not only considers the immediate neighbouring frequencies, but also the magnitude of the last point that has not been discarded, so as to prevent a continuation of the selected data set after a significant jump during the measurement. The selected data set is then used to perform a nonlinear least square fitting with an R-RQ-RQ-RQ equivalent circuit (EQC), which is able to reflect the three indented semicircles characterising all measurements. FIGURE 4 shows an example of the resulting selection process and subsequent fitting of the model for the operating point at 79 °C and 14 A. Apart from the discarded data points, the fitting only considers the capacitive contribution of the data, because the inductive component is associated with the measurement setup. FIGURE 4 clearly shows excellent agreement between the model and the selected measurement data. Furthermore, in the third semicircle the irrelevant data, which has been discarded by the new rule is clearly visible.

All data presented in FIGURE 3 is processed in this way, the resulting parameters for the EQC components fitted to the measurements are presented in the Appendix in Table I-IV. Further, FIGURE 5 shows the characteristic of the membrane resistance with increasing current density for all four operating points derived from the fitted values. Except for the operating point at 67 °C the behaviour is similar, with a high resistance at low current densities, a minimum around 0.4 A/cm^2 and a subsequent increase. This behaviour is expected, since a medium current density will drag water into the membrane through the electroosmotic drag, without depleting the water content at the anode. However, with increasing current densities is provide the since the single current densities of the single current densities.



Figure 4: Nyquist plot of the impedance spectrum for the fully humidified operation at $79\ ^{\circ}C$ and $14\ A$, the selected data points are indicated with circles, the discarded with diamonds and the circuit fit is presented with a red line.

ty, the electroosmotic drag becomes too strong, causing the membrane to dry out with a concomitant increase of its resistance. We assume the different behaviour of the measurement at $67 \,^{\circ}$ C can be attributed to a temporary fluctuation distorting the measurement results.

While the membrane resistance does not show a clear characteristic for all operating points with respect to the current density, the resistances R_2 and R_3 do, as shown in



Figure 5: Fitted membrane resistance $R_{\rm m}$ over the measured current density $j_{\rm cell}$ for all four operating points.





(B)

Figure 6: Fitted resistance (A) R_2 and (B) R_3 over the measured current density j_{cell} for all four operating points.

FIGURE 6. R_2 shows an approximately linear increase with the current density and is not dependent on the operating temperature. The fitted values of this resistance are quite close and no clear trend regarding the operating temperature can be observed. R_3 shows an exponential increase with the current density, indicating that this resistance corresponds to diffusive losses. The magnitude is further dependent on the operating temperature, again characteristic of diffusive processes, where low temperatures correspond to high resistance. Only the behaviour measured at an operating temperature of 79 °C does not match this pattern. The respective measurements should be repeated to confirm this behaviour.

B. Varied humidifier temperatures at constant operating temperature

In this section the influence of varying humidifier temperatures on the MEAs at a constant operating temperature of 67 °C is presented. The tested conditions include a complete by-pass of the humidifiers, meaning the gas was dry, as supplied in the pressure vessels, and two more dew point temperatures of 20 °C and 50 °C. Because the membrane resistance became very large under completely dry conditions, only measurements at 0 A were performed, the respective Nyquist plots are shown in FIGURE 7.



Figure 7: Nyquist plots of the measured impedance spectra at $0~A~{\rm current}$ with dew point temperatures of 66, 50, 20 °C and with a complete by-pass (dry) of the humidifiers at 67 °C operating temperature.

It is evident, that the humidification of the membrane through the supply of humidified gasses is essential for a low membrane resistance. An increase of two orders of magnitude (~4 m Ω compared to ~310 m Ω) can be observed, when the dew point temperature is reduced from 66 to 20 °C, however, the increase following the use of completely dry gas is even more significant. This highlights the dependence of the membrane resistance on proper humidification.

C. Asymmetric humidification at constant operating temperature

Using the measurement procedure shown in FIGURE 1 a series of measurements has been conducted to evaluate the MEAs behaviour under asymmetric humidity conditions. Again, four different operating points were used, all at $T_{cell} = 79 \text{ °C}$, which is why the equilibration time before each measurement was reduced to 30 min (1800 s). The dew point temperatures for the gas streams were, however, varied in four combinations:

- Anode: dry / cathode: 78 °C
- Anode: 40 °C / cathode: 78 °C

- Anode: 60 °C / cathode: 78 °C
- Anode: 78 °C / cathode: dry

The resulting polarisation curves for the MEAs are presented in FIGURE 8. As expected, the lower slopes are seen for the operating points with the highest humidity. However, contrary to the expectation the measurement where the anode side is completely dry shows slightly lower resistance compared to the case where the cathode side is completely dry. Since the electroosmotic drag pulls water in the direction of the ionic current through the membrane from the anode to the cathode, this behaviour is counterintuitive. Because the differences between these two operating points are only minute, no clear result can be obtained. This can be attributed to the rather short equilibration time of 1800 s, which exceeds the assessment of Liso et al. [11], who claim an equilibration period of a couple of hundred seconds to be sufficient. However, Majsztrik et al. [12] found equilibration times to be larger than 2500 s at the tested temperatures, which would put the measurements into a transition period between different equilibrium states. Thus, the current measurements would need to be repeated with a significantly longer equilibration period before the actual measurements to make sure an equilibrium state is reached.



Figure 8: Voltage over current density polarization plot for the MEAs under test at different asymmetric humidity settings at 79 °C.



FIGURE 9 confirms the results visualised and discussed above with the respective EIS measurements at the four asymmetrically humidified operating points. The lowest ohmic resistance is measured at the third operating point, followed by the second, first and then fourth. Interestingly, the measured impedance spectra become less smooth with decreasing overall membrane humidity. Especially the two operating points, where one side of the MEA is exposed to dry hydrogen show quite significant instabilities, even at the relatively low currents shown in FIGURE 9. It is not entirely clear what specific phenomenon causes this behaviour, however, the fact, that these instabilities intensify with decreasing humidification lead to the conclusion, that it is influenced by the water content of the MEA. Due to the instabilities in the measurements shown in FIGURE 9 the EQC fittings in the following need to be viewed with caution, as the underlying data quality detrimentally affects fitting quality. Especially the measurement at 2 A at the operating point 40 °C / 78 °C in FIGURE 9 (B) was excluded from any fitting.

FIGURE 10 shows the fitted membrane resistances from the asymmetric humidification conditions over the current density. The results of the fittings underline the qualitative analysis of FIGURE 8 and FIGURE 9, indicating which operating conditions correspond to lower membrane resistances. No clear trends emerged from the other fitting results, they are presented in the Appendix in Table V-VIII.



FIGURE 10: FITTED MEMBRANE RESISTANCE $R_{\rm m}$ over the measured current density $j_{\rm cell}$ for all four operating points of the asymmetric humidification conditions.



Figure 9: Nyquist plots of the impedance spectra measured during the measurement procedures according to Figure 1 for the asymmetrically humidified operating points at an operating temperature of 79 °C (A) dry / 78 °C, (B) 40 °C / 78 °C, (C) 60 °C / 78 °C and (D) 78 °C / dry.

IV. CONCLUSION

A novel characterisation procedure to analyse the behaviour of MEAs under hydrogen-pumping operation at different operating temperatures and humidification settings is presented. The idea is to be able to study the influence of the water transport through the membrane due to the electroosmotic drag and diffusion and its influence on the membrane resistance without water being produced from one of the electrode reactions. It is shown how increased humidity significantly reduces the membrane resistance, in accordance with previous literature reports. Furthermore, an improvement to a previously presented postprocessing algorithm to improve the data quality of noisy EIS measurements is shown to enhance the ability to perform meaningful EQC fittings from noisy data. Using this algorithm the obtained measurement data is analysed to further identify the changes in the charge transfer and diffusion resistances with respect to the operating current and the operating conditions. This can be a helpful tool to analyse future EIS data, even if the measurements were not conducted in strictly stationary conditions.

The measurements under asymmetric humidification show a significant increase of the ohmic resistance of the membrane, even if only one side of the MEA is exposed to dry gas. Furthermore, contrary to expectation, the measured membrane resistance for the operating case, where the humidity gradient had the same direction as the ionic flux, thus supporting the electroosmotic drag, rather than working against it, showed a higher resistance. Because this might be the result of insufficient equilibration time, the respective measurements should be repeated in order to confirm this behaviour. However, the established measurement and characterisation procedure allows for a detailed analysis of the behaviour and will be used to characterise MEAs with internal humidification in the next step.

ACKNOWLEDGMENT

The presented results have been obtained in the project EBiMbf – Development of fuel cells with internal membrane humidification funded by the IFB Hamburg.

CREDIT STATEMENT

Conceptualisation: C.C.; Methodology: C.C.; Software: C.C.; Formal Analysis: C.C.; Writing – Original Draft: C.C.; Writing – Review & Editing: C.C., D.B., M.S.; Supervision: D.S.; Funding Acquisition: C.C., D.S.

References

- T. E. Springer, T. A. Zawodzinski, and S. Gottesfeld, "Polymer Electrolyte Fuel Cell Model," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 138, no. 8, p. 2334, 1991.
- [2] N. Ureña, M. T. Pérez-Prior, B. Levenfeld, and P. A. García-Salaberri, "On the Conductivity of Proton-Exchange Membranes Based on Multiblock Copolymers of Sulfonated Polysulfone and Polyphenylsulfone: An Experimental and Modeling Study," *Polymers*, vol. 13, no. 3, 2021, doi: 10.3390/polym13030363.
- [3] D. N. Son and H. Kasai, "Proton transport through aqueous Nafion membrane," *The European physical journal. E, Soft matter*, vol. 29, no. 4, pp. 351–361, 2009, doi: 10.1140/epje/i2009-10500-1.
- [4] L. Maldonado, J.-C. Perrin, J. Dillet, and O. Lottin, "Characterization of polymer electrolyte Nafion membranes: Influence of temperature, heat treatment and drying protocol on sorption and transport properties," *Journal of Membrane*

Science, vol. 389, pp. 43–56, 2012, doi: 10.1016/j.memsci.2011.10.014.

- [5] M. Schumann, C. Cosse, D. Becker, D. Vorwerk, and D. Schulz, "Modeling and experimental parameterization of an electrically controllable PEM fuel cell," *International Journal* of Hydrogen Energy, vol. 46, no. 56, pp. 28734–28747, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.107.
- [6] P. Choi, N. H. Jalani, and R. Datta, "Thermodynamics and Proton Transport in Nafion: II. Proton Diffusion Mechanisms and Conductivity," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 152, no. 3, E123-E130, 2005, doi: 10.1149/1.1859814.
- [7] K.-D. Kreuer, S. J. Paddison, E. Spohr, and M. Schuster, "Transport in proton conductors for fuel-cell applications: simulations, elementary reactions, and phenomenology," *Chemical reviews*, vol. 104, no. 10, pp. 4637–4678, 2004, doi: 10.1021/cr020715f.
- [8] G. A. Ludueña, T. D. Kühne, and D. Sebastiani, "Mixed Grotthuss and Vehicle Transport Mechanism in Proton Conducting Polymers from Ab initio Molecular Dynamics Simulations," *Chem. Mater.*, vol. 23, no. 6, pp. 1424–1429, 2011, doi: 10.1021/cm102674u.
- [9] M. Bass and V. Freger, "Hydration of Nafion and Dowex in liquid and vapor environment: Schroeder's paradox and microstructure," *Polymer*, vol. 49, no. 2, pp. 497–506, 2008, doi: 10.1016/j.polymer.2007.11.054.
- [10] Q. Duan, H. Wang, and J. Benziger, "Transport of liquid water through Nafion membranes," *Journal of Membrane Science*, 392-393, pp. 88–94, 2012, doi: 10.1016/j.memsci.2011.12.004.
- [11] V. Liso, S. Simon Araya, A. C. Olesen, M. P. Nielsen, and S. K. Kær, "Modeling and experimental validation of water mass balance in a PEM fuel cell stack," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 4, pp. 3079–3092, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.095.
- [12] P. W. Majsztrik, M. B. Satterfield, A. B. Bocarsly, and J. B. Benziger, "Water sorption, desorption and transport in Nafion membranes," *Journal of Membrane Science*, vol. 301, 1-2, pp. 93–106, 2007, doi: 10.1016/j.memsci.2007.06.022.
- [13] J. T. Hinatsu, M. Mizuhata, and H. Takenaka, "Water Uptake of Perfluorosulfonic Acid Membranes from Liquid Water and Water Vapor," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 141, no. 6, pp. 1493–1498, 1994, doi: 10.1149/1.2054951.
- [14] S. Ge, X. Li, B. Yi, and I.-M. Hsing, "Absorption, Desorption, and Transport of Water in Polymer Electrolyte Membranes for Fuel Cells," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 152, no. 6, A1149, 2005, doi: 10.1149/1.1899263.
- H. Wu, "Mathematical Modeling of Transient Transport Phenomena in PEM Fuel Cells," Dissertation, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2009. Accessed: Mar. 17 2023. [Online]. Available: http://hdl.handle.net/10012/ 4862
- [16] N. Bevilacqua, M. A. Schmid, and R. Zeis, "Understanding the role of the anode on the polarization losses in hightemperature polymer electrolyte membrane fuel cells using the distribution of relaxation times analysis," *Journal of Power Sources*, vol. 471, p. 228469, 2020, doi: 10.1016/j.jpowsour.2020.228469.
- [17] F. Becker, C. Cosse, C. Gentner, D. Schulz, and L. Liphardt, "Novel electrochemical and thermodynamic conditioning approaches and their evaluation for open cathode PEM-FC stacks," *Applied Energy*, vol. 363, p. 123048, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123048.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz - 2024/2025

APPENDIX

TABLE I: FITTING PARAMETERS FOR THE ANALYSIS OF ALL OPERATING CURRENTS TESTED AT HOMOGENEOUS FULLY HUMIDIFIED CONDITIONS AT 43 °C.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	n_3
0	5.179	0.8703	0.4683	0.8499	0.4845	5.915	0.9337	0.6285	476.9	0.8109
2	5.068	0.8760	0.4725	0.8499	0.5450	5.383	0.9278	0.6094	484.3	0.8041
6	5.020	0.8797	0.4743	0.8499	0.6112	5.548	0.9185	0.5976	483.0	0.8120
10	5.003	0.8796	0.4768	0.8499	0.6628	5.815	0.9095	0.6072	466.8	0.8261
14	5.094	0.8653	0.4762	0.8499	0.7159	6.612	0.8886	0.6696	408.2	0.8767
18	5.157	0.8599	0.4692	0.8499	0.7008	6.502	0.9047	0.7481	355.4	0.8782
23	5.308	0.8481	0.4524	0.8499	0.7835	7.071	0.8820	0.9942	277.0	0.9110

TABLE II: FITTING PARAMETERS FOR THE ANALYSIS OF ALL OPERATING CURRENTS TESTED AT HOMOGENEOUS FULLY HUMIDIFIED CONDITIONS AT 55 $^{\circ}$ C.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	4.489	0.4404	0.139	1	0.6083	5.113	0.8497	0.558	499.6	0.7808
2	4.482	0.4402	0.139	1	0.6546	5.339	0.8392	0.5238	484.8	0.8105
6	4.359	0.4528	0.1435	1	0.6893	5.294	0.8444	0.5161	515.4	0.7914
10	4.474	0.4501	0.1436	1	0.7036	6.215	0.8375	0.533	470.8	0.8583
14	4.662	0.4487	0.1362	1	0.7358	8.208	0.7996	0.6215	431.8	0.8395
18	4.57	0.4474	0.1419	1	0.6989	7.228	0.8354	0.5839	419.4	0.8655
23	5.173	0.4657	0.1197	1	0.8537	12.17	0.7535	0.9295	244.2	0.9596

Table III: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at homogeneous fully humidified conditions at 67 °C.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	3.876	0.2798	0.1798	1	0.6298	7.506	0.7857	0.4588	536.6	0.824
2	3.901	0.2785	0.182	1	0.5851	7.585	0.7966	0.3788	656.2	0.8332
6	4.045	0.22	0.1958	1	0.5727	13.2	0.7402	0.4826	599.9	0.8888
10	4.269	0.2821	0.1677	1	0.6511	12.09	0.7502	0.4792	445.8	0.9094
14	4.322	0.283	0.1654	1	0.7244	14.65	0.7236	0.5112	402.1	0.9478
18	4.217	0.2798	0.1766	1	0.7801	14.88	0.7144	0.5531	484.5	0.918
23	4.021	0.2833	0.1851	1	0.8201	13.03	0.719	0.701	350	0.9181

Table IV: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at homogeneous fully humidified conditions at 79 °C.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	3.986	0.1875	0.2885	0.998	0.4316	8.369	0.8407	0.4823	509.5	0.7931
2	3.914	0.1845	0.2484	1	0.5204	11.37	0.7654	0.4674	511.1	0.8608
6	3.763	0.1901	0.2556	1	0.5294	9.236	0.793	0.5008	642.5	0.6673
10	3.603	0.2253	0.245	1	0.5648	7.246	0.8254	0.5501	1000	0.5447
14	3.678	0.2095	0.2366	1	0.5864	9.284	0.7959	0.4613	660.8	0.711
18	3.768	0.1963	0.2511	1	0.7462	13.42	0.7288	0.4094	493.5	0.898
23	3.875	0.2187	0.2048	1	0.7647	12.3	0.7439	0.4336	411.4	0.931

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz - 2024/2025

Table V: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at asymmetric humidifier conditions dry / 78 °C at 78 °C operating temperature.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	8.595	0.630	0.178	0.890	0.562	23.075	0.710	1.101	214.387	0.913
2	8.476	0.491	0.071	1.000	0.900	40.243	0.550	1.217	227.508	0.968
6	9.344	0.569	0.056	1.000	0.664	28.185	0.660	1.399	150.724	1.000
10	8.945	0.547	0.180	0.895	1.200	59.997	0.460	1.707	151.952	0.993

Table VI: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at asymmetric humidifier conditions 40 °C / 78 °C at 78 °C operating temperature.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	n ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	7.141	0.601	0.049	1.000	0.563	10.524	0.730	0.995	273.603	0.871
2	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
6	6.934	0.656	0.052	1.000	0.841	30.385	0.571	0.898	560.724	0.915
10	7.308	0.603	0.059	1.000	0.888	26.294	0.595	1.085	254.842	0.963

Table VII: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at asymmetric humidifier conditions 60 °C / 78 °C at 78 °C operating temperature.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	n_3
0	5.814	0.625	0.060	1.000	0.533	7.256	0.784	0.774	325.536	0.825
2	5.321	0.551	0.067	1.000	0.932	11.781	0.614	0.798	290.126	0.881
6	5.324	0.594	0.066	1.000	0.741	15.804	0.675	0.796	260.292	0.943
10	5.181	0.624	0.070	0.988	1.095	14.480	0.622	0.694	336.992	0.928

Table VIII: Fitting parameters for the analysis of all operating currents tested at asymmetric humidifier conditions 78 °C / dry at 78 °C operating temperature.

I/A	$R/m\Omega$	$R_1/m\Omega$	$Q_1/F s^{n_1-1}$	<i>n</i> ₁	$R_2/m\Omega$	$Q_2/F s^{n_2-1}$	<i>n</i> ₂	$R_3/m\Omega$	$Q_3/F s^{n_3-1}$	<i>n</i> ₃
0	11.050	0.360	0.086	0.988	0.779	82.462	0.525	1.631	213.817	0.944
2	11.570	0.376	0.071	1.000	0.624	34.285	0.646	1.751	200.162	0.894
6	10.988	0.580	0.044	1.000	1.066	8.598	0.656	2.397	221.258	0.700
10	11.226	0.420	0.071	1.000	0.918	29.274	0.633	2.175	168.731	0.896

Hochredundantes, emissionsarmes Flugzeug-Antriebssystem mit multiplen Wasserstoff-Brennstoffzellen

Torben Göbel*, Lukas Baum, Florian Grumm, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *torben.goebel@hsu.hamburg

Kurzfassung - Der Luftfahrt stehen in naher Zukunft einige notwendige Veränderungen bevor. Während die Flugkilometer voraussichtlich weiter steigen werden, müssen die Emissionen global drastisch gesenkt werden. Neben Antriebssystemen, die die Emissionen reduzieren, scheint das Ziel des emissions-freien Fliegens nur durch elektrische Antriebe realisierbar zu sein. Eine hier untersuchte Möglichkeit stellt das Fliegen mittels Wasserstoff-Brennstoffzellen dar. Mithilfe von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann ein Antriebssystem ohne CO₂ oder NO_x Emissionen verwirklicht werden. Dazu wird ein neuartiges Antriebssystem nach dem H2-to-Torque-Konzept vorgestellt, wodurch auf eine vereinfachte Elektronik ohne Gleichspannungswandler zurückgegriffen werden kann. Durch ein Multisegment-System enthält das Antriebssystem eine inhärente Redundanz, die im Fehlerfall den sicheren Betrieb weiterhin gewährleistet. Die elektronische Architektur beinhaltet Motor String Power Control Units, welche den hybriden elektrischen Energiefluss aus Brennstoffzelle und Batterie regeln. Nachgeschaltet sind jeweils Motor Control Units, die die Gleichspannung in eine Wechselspannung umwandeln, um den Elektromotor anzutreiben.

Stichworte – All Electric Aircraft, Hydrogen Fuel Cells, Multi-3-Phase Drive System, Sustainable Aviation, Emission-free Drive System, direct-hybrid electric system

	Nomenklatur
AEA	All Electric Aircraft
AC	Wechselstrom (engl.: Alternating Current)
BZ	Wasserstoff-Brennstoffzelle
BeHyPSy	B 4 Innovative Hydrogen Propulsion System
DC	Gleichstrom (engl. Direct Current)
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
М	Motor
MCU	Motor Control Unit
MEA	More Electric Aircraft
MSPC	Motor String Power Control Unit
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran

I. EINLEITUNG

In einer so gut vernetzten Welt, wie sie heute vorliegt, ist der Flugverkehr nicht mehr wegzudenken. Gleichzeitig muss der Flugverkehr nachhaltiger gestaltet werden, damit die bisher starke Belastung auf die Umwelt reduziert wird. Als Zwischenziel hat die EU-Kommission für die Luftfahrt vorgegeben, dass die CO₂-Ausstöße bis 2050 um 75 % und die NO_X-Ausstöße um 90 % verringert werden müssen. [1] Das endgültige Ziel lautet jedoch, das Flugzeug ohne Emissionen anzutreiben.

Konventionelle Flugzeuge werden aktuell nahezu ausschließlich mit Kerosin angetrieben. [2] Durch dessen Verbrennung in der Antriebsmaschine entstehen CO₂ und andere klimaschädliche Gase. Eine Zwischenlösung bilden sogenannte Sustainable Air Fuels. Vergleichbar zu Kraftstoffen aus Biomasse für Autos wird dabei Kerosin aus biologischen Stoffen gewonnen. So sind die bestehenden Infrastrukturen am Flughafen und im Flugzeug weiter nutzbar. Insgesamt sollen so netto keine neuen Emissionen erzeugt werden, weil diese an früherer Stelle aufgenommen wurden. [3]

Um das Ziel der emissionsfreien Luftfahrt zu erreichen, ist nach heutigem Stand der Forschung die einzige Möglichkeit das Fliegen mittels elektrischer Antriebe. [4] Sofern die elektrische Energie des Antriebs aus erneuerbaren Energieanlagen gewonnen wird, treten dabei keine CO₂ oder NO_x Emissionen auf. Das Flugzeug vollelektrisch anzutreiben, ein sogenanntes All Electric Aircraft (AEA), erschien in den 1990ern jedoch eine zu radikale Neuerung, weshalb sich die Forschungen der US Air Force eher die More Electric Aircraft (MEA) fokussiert haben. [5] Seitdem hat die Elektrifizierung an Bord der Flugzeuge stetig zugenommen. Durch Batterien und an die Verbrennungsmotoren angeschlossene Generatoren wird die elektrische Energie für das Bordnetz zur Verfügung gestellt. Beispielsweise dienen Batterien aktuell bereits teilweise zur Unterstützung des Bordnetzes, zum Beispiel für den Start des Motors oder als Notfallaggregat für kritische Systeme. [6]

Für den Antrieb spielt elektrische Energie aus Batteriespeichern aufgrund ihrer zu kleinen Energiedichte bislang aber eine untergeordnete Rolle. Batterien besitzen jedoch den Vorteil, dass sie über eine hohe Leistungsdichte verfügen. Sie können die gespeicherte elektrische Energie also über einen kurzen Zeitraum abgeben, was sie geeignet für Senkrechtstarts oder Kurzflüge macht. [2] Die erste Serienzulassung der europäischen Agentur für Flugsicherheit für ein rein elektrisches Flugzeug wurde 2020 der Pipistrel Velis Elektro erteilt. Als Kurzstreckenflugzeug verfügt es über eine Reichweite von bis zu 50 Minuten. [7]

Heutzutage sind Batterien mit Energiedichten zwischen 230 Wh/kg [2] bis 300 Wh/kg [8] verfügbar. Bis 2030 werden Werte von ca. 500 Wh/kg [8], [9] erwartet und in den Dekaden darauf bis zu 600 Wh/kg [10]. Nötig wären jedoch bereits für regionale Flüge Energiedichten in Höhe von 1.000 Wh/kg [2] bis 1.800 Wh/kg [10], was bedeutet, dass in absehbarer Zukunft voraussichtlich noch keine Batterien mit Speicherkapazitäten für die notwendigen Reichweiten verfügbar sein werden. Darum fokussiert sich die Forschung auf die Nutzung anderer Energieträger. [9] Als aussichtsreiche Lösung dafür stellt sich Wasserstoff heraus. Wasserstoff verfügt über den größten Energiegehalt pro Masse aller chemisch hergestellten Treibstoffe. Verglichen mit Kerosin ist sie etwa 2,5-mal so hoch. [11] Aufgrund der geringen Dichte des Wasserstoffs unter Standardbedingungen ist für diesen Energiespeicher aber ein vergleichsweise hohes Volumen nötig. [12] Dies kann jedoch reduziert werden, wenn der Wasserstoff in flüssiger Form oder gasförmig in transkritischer Form vorliegt. [13] Bei geeigneter Speicherung lässt sich die hohe Energiedichte des Wasserstoffs zunutze machen. Dann birgt Wasserstoff das Potential Flugzeuge nachhaltig und emissionsarm anzutreiben. [14]

Bei allen Neuerungen, die den Flugzeugantrieben und anderen Teilen der Luftfahrt bevorstehen werden, darf der Sicherheitsaspekt nicht außer Acht gelassen werden. [15] Obwohl innovative Technologien über das Potential verfügen, die Effizienz und die Umweltverträglichkeit erheblich zu steigern, müssen die Sicherheitsstandards eingehalten werden. Teil der Sicherheitsanforderungen an das Antriebssystem eines Flugzeuges ist zum einen Redundanz, dem Ersatz im Falle eines (Teil-)Ausfalls im System, sowie zum anderen eine Fehlertoleranz, die Funktion muss also auch bei unerwarteten Eingaben oder Fehlern gewährleistet sein. [16] Der Totalausfall in der Luft hätte drastische Folgen sowohl für die Menschen an Bord als auch möglicherweise am Boden. Somit hat die Sicherheit der Flugzeuge oberste Priorität und ist einer der wenigen Aspekte, die noch über dem Ziel des Umweltschutzes stehen. [4]

Im Folgenden werden verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff als Antrieb zu nutzen, dargestellt und Wasserstoff-Brennstoffzellen im Detail untersucht. Darauf aufbauend wird das Projekt *B 4 Innovative Hydrogen Propulsion System* (Be-HyPSy), an dem die Helmut-Schmidt-Universität (HSU) mit verschiedenen Partnern beteiligt ist, vorgestellt. Dabei soll ein Flugzeug voll-elektrisch angetrieben werden. Der Strom soll dabei vorrangig durch Brennstoffzellen geliefert werden, unterstützt von Batterien für Zeitpunkte maximaler Leistungsanforderung. Durch die Bauweise des Motors mit verschiedenen unabhängigen Antriebssegmenten wird eine inhärente Redundanz sichergestellt.

II. GRUNDLAGEN DES NEUARTIGEN ANTRIEBSSYSTEMS

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen des neuartigen Antriebssystems dargestellt.

Dazu wird zunächst auf verschiedene bereits getestete Wasserstoff-Antriebe eingegangen. Danach wird das H₂-to-Torque-Konzept präsentiert, welches bei Wasserstoff-basierten Antrieben eingesetzt werden kann. Wird die elektrische Energie neben den Brennstoffzellen auch von Batterien zur Verfügung gestellt, ist von einem hybrid-elektrischen Antriebssystem die Rede, welches darauf aufbauend erläutert wird. Den Abschluss bildet die Erklärung der Segmentierung des elektrischen Antriebssystems.

A. Realisierte Wasserstoff-Antriebe in der Luftfahrt

Wasserstoff kann auf zwei primäre Arten zur Schuberzeugung genutzt werden [11]:

- Der Wasserstoff kann nach der Knallgasreaktion verbrannt werden, um die chemisch gespeicherte Energie in thermische umzuwandeln.
- Der Wasserstoff kann in einer Brennstoffzelle oxidiert werden, um die chemisch gespeicherte Energie in elektrische umzuwandeln.

Wasserstoff als Energielieferant zu nutzen, ist kein neuer Forschungsbereich. So wurde in den USA bereits in den 1950ern an der Verbrennung von Wasserstoff zum Antrieb eines Flugzeuges geforscht. [17] Das erste Flugzeug, bei dem zumindest ein Motor vollständig von Wasserstoff angetrieben wurde, die Tu-155, stammt aus der Sowjetunion aus dem Jahr 1988. [18] Wasserstoffverbrennung als Antrieb zu nutzen verspricht zusätzlich zu den eingesparten CO₂ Emissionen Einsparungen der NO_X-Emissionen zwischen 50-70 %, wobei diese mit der Verwendung von Brennstoffzellen vollständig ausgeschlossen werden können. [19]

Auch die Gewinnung elektrischer Energie durch Brennstoffzellen ist ein breit erforschtes Gebiet. In einer Brennstoffzelle kann die Elektrolyse von Wasserstoff umgekehrt werden. Dabei wird Wasserstoff an der Anode oxidiert, wobei Elektronen frei werden, die an der Kathode Sauerstoff reduzieren. Der entstehende Elektronenfluss kann zum Antrieb eines Elektromotors genutzt werden. Von den verschiedenen Bauweisen haben sich im Bereich der Luftfahrtantriebe die Niedertemperatur-Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Brennstoffzellen als großflächig nutzbare Bautypen etabliert. [2] Deren Vorteile sind der hohe Technologie-Reifegrad durch breite Forschung [20], die hohe Leistungsdichte und die kurze Reaktionszeit auf Lastwechsel [21]. Darüber hinaus wird der Einsatz von Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzellen geprüft, welche durch ihre höheren Temperaturdifferenzen zur Umwelt einfach zu kühlen sind. Ihr langfristiger Einsatzbereich ist bei längeren Flugstrecken im Regionalflugbereich erwartet. [20]

Als weltweit erstes viersitziges Passagierflugzeug hat die Firma H2Fly ihr Flugzeug HY4 2016 mittels Brennstoffzellen angetrieben. [22] Der vollelektrische Antrieb wurde hybrid mit Brennstoffzellen und einer Batterie mit Strom versorgt. [2] Aus dem Wasserstoff wird in den Brennstoffzellen elektrische Energie erzeugt, die den Strom für den 80kW Elektromotor liefert. [23] Trotz der erfolgreichen Technologiedemonstration ist die kommerzielle Ausbreitung eines Brennstoffzellen-Antriebs aufgrund des Stands der Technik noch nicht erfolgt. [9] Für die rentable Nutzung im Flugbetrieb sollte das Brennstoffzellen-Antriebssystem eine spezifische Leistung von mindestens 1 kW/kg erbringen. [11] Je nach Schätzung sind in der Zukunft Werte zwischen 3kW/kg [4] bis zu 8kW/kg [9] realisierbar. Somit folgt, dass der Ansatz aktuell weiterverfolgt werden sollte, um nicht nur die ökologischen Anforderungen, sondern auch die Gewichtsrestriktionen im Flugzeug gleichermaßen zu berücksichtigen.

*B. H*₂*-to-Torque-Konzept*

Durch die Bereitstellung der elektrischen Energie aus Brennstoffzellen kann das Konzept "H2-to-Torque" verfolgt werden. Dabei werden die Brennstoffzellen über eine kleinstmögliche Anzahl an elektrischen Bauteilen mit den Wicklungen des Stators eines Elektromotors verbunden. Somit findet eine unmittelbare Energieübertragung vom Wasserstoff (H₂) zum Erzeugen des Drehmoments (engl.: Torque) im Motor statt. Dadurch kann im Gesamtsystem Gewicht eingespart werden, weil beispielsweise keine DC/DC-Wandler nötig sind. [15] Darüber hinaus fallen kleinere Leistungsverluste an und es kann eine simplere Systemarchitektur konstruiert werden. Es ist jedoch zu beachten, dass das konstruierte Antriebssystem für spezifische Betriebsabläufe ausgelegt ist, die zu befolgen sind. Durch eine Modifikation der einzelnen Module ist eine Anpassung auf veränderte Abläufe möglich. [24]

Das H₂-to-Torque-Konzept ist in ABBILDUNG 1 dargestellt. Aus dem gasförmigen Wasserstoff wird beispielsweise in einer Brennstoffzelle elektrische Energie gewonnen. Die Gleichspannung wird anschließend in einem Wechselrichter in Wechselspannung gewandelt um einen Motor oder anderen Verbraucher anzutreiben.



ABBILDUNG 1: VERBILDLICHUNG DES H2-TO-TORQUE-KONZEPTS.

C. Hybrid-elektrisches Antriebssystem

Wird die elektrische Energie des vollelektrischen Antriebs aus verschiedenen Energiequellen zur Verfügung gestellt, kann dieser als hybrid-elektrisches Antriebsystem bezeichnet werden. [25] Beispielsweise können Brennstoffzellen der primäre Energielieferant sein, der durch Batterien vereinzelt unterstützt wird. Hybrid-elektrische Antriebe lassen sich in zwei Kategorien einteilen: aktiv und passiv.

Passive hybrid-elektrische Antriebssysteme verwenden im Gleichstromkreis lediglich passive Bauteile. So werden beispielsweise Dioden verbaut um zu verhindern, dass der Strom in die Brennstoffzelle oder Batterie hineinfließt. Bei dieser Bauweise müssen die Spannungsniveaus der beiden Quellen aufeinander abgestimmt werden. [26] Ein schematischer Aufbau dessen ist in ABBILDUNG 2 dargestellt. Beide Quellen sind mit über jeweils eine Diode zusammen mit einem DC/AC-Wandler verbunden, welcher den Motor mit Strom versorgt.



ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES PASSIVEN Hybrid-Elektrischen Antriebes.

Aktive hybrid-elektrische Antriebssysteme ersetzen die passiven durch aktive Bauteile wie einen DC/DC-Wandler. Dadurch müssen die Spannungsniveaus der Brennstoffzelle und der Batterie nicht mehr aufeinander abgestimmt werden. Diese Bauart ist beispielhaft in ABBILDUNG 3 dargestellt. Die beiden DC/DC-Wandler sorgen dafür, dass dasselbe Spannungsniveau eingestellt wird, welches durch einen nachgeschalteten Wechselrichter in einen Wechselstrom für den Motor überführt wird.



ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES AKTIVEN HYBRID-ELEKTRISCHEN ANTRIEBES.

Die hybride Antriebsweise ermöglicht, dass der primäre Energielieferant für den Dauerbetrieb im Reiseflug optimal ausgelegt werden kann. So muss er nicht für die Lastspitzen dimensioniert werden, was zu einer Überauslegung während des Großteils der Flugzeit führt. [27] Für die Zeitpunkte höherer Leistungsanforderung, beispielsweise dem Start oder starken Steigphasen, kann die zusätzliche elektrische Energie aus einem sekundären Speicher bezogen werden. [26] Die optimierte Dimensionierung hat zur Folge, dass Einsparungen beim Kraftstoffverbrauch erzielt werden können, was eine Erweiterung der Flugreichweite zur Folge hat. [4] Zusammengefasst kann der Hauptvorteil der Brennstoffzelle, die große spezifische Energiedichte, genutzt werden und der Nachteil, die geringere Leistungsdichte, von der Batterie kompensiert werden. [28]

D. Multi-3-Phasen Antriebssystem

Das in einem Elektromotor übliche dreiphasige System kann in mehrere, dreiphasige Segmente unterteilt werden. So haben magniX und AeroTEC 2020 in einem durch Batterien angetriebene AEA den Motor in vier Segmente unterteilt. Neben ihrer Hauptaufgabe, der Umwandlung von Gleich- in den erforderlichen Wechselstrom, kontrollieren die vier unabhängigen Steuerelemente die korrekte und erwünschte Betriebsweise des jeweiligen Leistungssegments. [29] Der Name für diese Antriebsaufteilung lautet Multi-3-Phasen-Leistungssegmentierung, weil die erforderliche Leistung über mehrere, dreiphasige Segmente zur Verfügung gestellt wird. [16] In diesem Fall liegt demnach ein vierfaches 3-Phasen Antriebssystem vor.

Ebendieses Multi-3-Phasen-Elektromotor-Antriebssystem kombiniert mit voneinander elektrisch unabhängigen Leistungssegmenten hat es in der Luftfahrt noch nicht gegeben. Es zeichnet sich jedoch ab, dass durch die Nutzung von verschiedenen Leistungssegmenten, die von eigenen Brennstoffzellen mit elektrischer Energie versorgt werden, verschiedene Vorteile nutzbar sind.

So kann das System als modularer Aufbau konzipiert werden. Dadurch kann der Grundgedanke dieses Antriebssystems leicht für verschiedene, größere und kleinere, Anwendungsfälle skaliert werden, ohne den Antrieb in der Gesamtheit neu konstruieren zu müssen.

Hauptvorteil ist, dass durch die Multi-3-Phasen Leistungssegmentierung eine inhärente Redundanz im Antriebssystem integriert ist. Diese folgt daraus, dass nicht alle Segmente für den (nicht Dauer-)Betrieb nötig sind. [30] Die Redundanz ist eine der Sicherheitsvorgaben im Bereich der Luftfahrt. Außerdem ist eine Fehlertoleranz enthalten, da die Funktion des Antriebssystems sichergestellt ist, auch wenn Fehler in einem oder mehreren Antriebssegmenten auftreten. [16] Diese erhöhte Sicherheit wird bei dieser Bauweise nicht durch den Einbau einer zweiten Wärme-Kraft-Maschine erreicht, was eine Verdopplung der Masse mit sich bringen würde. [4]

III. PROJEKT: BEHYPSY

Die vorangegangenen Überlegungen haben dazu geführt, dass sich verschiedene Partner zu dem Verbundvorhaben *B 4 Innovative Hydrogen Propulsion System* (BeHyPSy) zusammengeschlossen haben. Der Namensgebung liegt zugrunde, dass ein Flugzeug, eine Breezer B400-6, durch ein innovatives Antriebssystem (engl.: Propulsion System) mit Wasserstoff (engl.: Hydrogen) angetrieben werden soll.

Im Projekt wird das Ziel verfolgt, ein bemanntes Ultraleichtflugzeug durch ein hochredundantes Antriebssystem bestehend aus multiplen luftgekühlten Wasserstoff-Brennstoffzellen anzutreiben. Lediglich zu Zeiten mit hoher Leistungsanforderung, wie beispielsweise dem Start, werden die Brennstoffzellen von einem Batteriespeicher unterstützt. Im weiteren Verlauf wird zunächst das Projekt näher beschrieben, bevor auf die Rolle der HSU darin näher eingegangen wird.

A. Systembeschreibung BeHyPSy

Der Elektromotor im Flugzeug soll in diesem Antriebssystem von verschiedenen Leistungssegmenten mit elektrischer Energie versorgt werden. Es sind sechs unabhängige Leistungssegmente vorhanden, weshalb ein sechsfaches 3-Phasen-Antriebssystems vorliegt. Jedes Segment hat zwei eigene elektrische Energiequellen in Form einer Brennstoffzelle und einer Batterie. In jedem Segment wird die daraus gelieferte Gleichspannung wird in eine dreiphasige Wechselspannung umgewandelt. Diese drei Phasen bestromen jeweils drei benachbarte Statorwicklungen im Motor zur Erzeugung des Magnetfeldes. In ABBILDUNG 4 ist solch ein Motor schematisch dargestellt.



ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES SECHSFACHEN 3-PHASEN MOTORS.

Der Motor wird von sechs Segmenten, von denen eins in blau hervorgehoben ist, mit elektrischer Energie versorgt. Ein Segment wird jeweils individuell von außerhalb der Darstellung durch die elektrischen Energiequellen mit Gleichstrom versorgt (1). Ein Wechselrichter (2) wandelt die Gleichspannung daraus in eine dreiphasige Wechselspannung um, um jeweils drei Spulen-Sets (3) im Stator (4) zu bestromen. Die auf dem Rotor (5) befestigten Permanentmagneten (6) werden durch die wechselnden magnetischen Felder in Bewegung gesetzt, was für die Rotation des Rotors sorgt. Durch die Unabhängigkeit der sechs Segmente wird automatisch eine Redundanz erzeugt. Diese wird dadurch bedingt, dass ein Ausfall von einem der Leistungssegmente nicht zu einem Ausfall des Gesamtsystems führt, weil der Motor auch mit fünf oder weniger Leistungssementen laufen kann. Dies führt zu einem niedrigeren Drehmoment und daher kleineren Drehzahlen und ist nicht für den Dauerbetrieb empfohlen, da die Belastung auf die Welle in diesem Fall unsymmetrisch ist.

Durch die verschiedenen Leistungssegmente wird in diesem Multi-3-Phasen-Antriebssystem die gesamte Antriebsleistung von 30 kW gleichmäßig auf sechs 5 kW-Stacks aufgeteilt. Statt weniger großer sind somit mehrere kleinere Brennstoffzellenstacks erforderlich. Dies ermöglicht, dass auf eine Flüssigkühlung verzichtet werden kann, die bei größeren Leistungen nötig ist. [31] Bei den kleineren Stacks ist eine Luftkühlung ausreichend, die simpler ist und weniger Masse im Gesamtsystem erfordert. [32]

Unterstützt werden die Brennstoffzellen bei Zeitpunkten mit erhöhter Leistungsanforderung, wie beispielsweise dem Start, durch Batterien. Entgegen der etablierten Bauweise, dass die Brennstoffzellenstacks, wie in ABBILDUNG 3 dargestellt, nur über einen DC/DC-Wandler mit der Batterie und dem Gleichstrom-Bus verbunden sind [26], kann bei einem passiv-System auf den Wandler verzichtet werden. Die beiden Energiequellen sind in Form eines passiv-hybriden Antriebssystems (vergleiche ABBILDUNG 2) miteinander verbunden [24]. Dadurch ist eine simplere Architektur des Energienetzes anwendbar. Dank der Reduzierung der elektrischen Komponenten entstehen weniger Verluste. [24] Durch diese Einsparung können außerdem Gewicht und Kosten eingespart werden. Insbesondere im vorliegenden Anwendungsfall, der Luftfahrt, sind jegliche Masseeinsparungen erstrebenswert. [27]

Neben der Einsparung der Masse der entsprechenden Bauteile, ist ein passiv-hybrides Antriebssystem auch sicherer für das Flugzeug. Wird die gesamte Antriebsleistung des Motors über einen einzigen DC/DC-Wandler umgewandelt, bildet dieses Bauteil, sofern kein Ersatzwandler mitgeführt wird, einen einzelnen Ausfallpunkt, welcher einen Gesamtausfall des Systems zur Folge hätte. Ein Antriebssystem mit einer kleineren Anzahl an kritischen Bauteilen führt insgesamt zu einem sicheren Gesamtsystem. [15] Noch weniger Fehlerpotential würde eine reine H₂-to-Torque Energieübertragung ohne Hybridisierung bieten, die hier aufgrund der damit einhergehenden Überauslegung der Wasserstoff-Brennstoffzellen nicht weiter betrachtet wird. [24]

B. Rolle der HSU

An der HSU wird im Rahmen des Projekts das elektrische Multisegment-Antriebssystem ausgelegt. Dazu muss das Energiesystem entwickelt und getestet werden.

Für den oben geschilderten passiven hybrid-elektrischen Leistungsfluss konzipiert die HSU die elektrische Architektur. Die Brennstoffzellen und die Batterien werden ohne DC/DC-Wandler miteinander und über einen Wechselrichter den Statorspulen verbunden.

Zur korrekten Ansteuerung der einzelnen Motorspulen enthält jedes Leistungssegment einen Leistungsflussregler. Dazu wird jeweils eine Motor String Power Control Unit (MSPC) entwickelt. Die MSPC dient als verbindendes und steuerndes Element, das die beiden elektrischen Energielieferanten mit der nachgeschalteten Elektronik verbindet. Dadurch soll einerseits der Schutz des Energienetzes sichergestellt und andererseits der passiv-hybride Leistungsfluss von den Brennstoffzellen und der Batterie zum Motor gesteuert werden.

Hinter der MSPC wird in jedem Leistungssegment ein Wechselrichter, die Motor Control Unit (MCU), eingeplant, die dem Motor vorgeschaltet ist. Darin wird der anliegende Gleichstrom in den erforderlichen Wechselstrom mit den notwendigen Parametern umgewandelt. Nach der MCU werden die drei Phasen des Wechselstroms an die dazugehörigen drei Wicklungssätze im Elektromotor angeschlossen.

Ebendieser elektrische Aufbau wird in ABBILDUNG 5 schematisch dargestellt. Der linke Teil davon, bis einschließlich der MSPC, ist der Teil, der außerhalb von ABBILDUNG 4 jeweils an die gestrichelten Linien an (1) angeschlossen wird.



ABBILDUNG 5: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES ANTRIEBSSEGMENTES INKLUSIVE DER STATORSPULEN.

Zur korrekten Auslegung und Validierung der entwickelten Bauteile baut die HSU außerdem zwei verschiedene Teststände. Zum einen ist ein Power-Hardware-in-the-Loop-Baugruppenteststand in voller Leistung geplant. An diesem sollen einzelne Leistungssegmente jeweils individuell getestet werden. Mittels einer vorgeschalteten Brennstoffzellen- und Batterieemulation und einer nachgeschalteten Motorsimulation können die MCUs und MCPCs jeweils mit realistischen Beanspruchungen getestet werden. Mithilfe dessen können verschiedene Szenarien in Echtzeit emuliert werden, um Verhaltensdaten aufzunehmen. Dadurch können die Hardware-Bauteile losgelöst von Störgrößen sowie in definierten Fehlerszenarien getestet werden.

Zum anderen ist ein leistungsskaliertes Funktionsmodell angedacht. In diesem sollen keine Modelle genutzt werden, sondern reale Teile integriert werden. So sollen reale Brennstoffzellenstacks und Batterien die Energie über die Steuerelemente an reale aerodynamische Lasten liefern. Damit sollen reale Anwendungsfälle mit eventuellen Störeinflüssen möglichst realitätsnah nachgebildet werden. Nachdem die MSPCs und MCUs jeweils individuell verifiziert werden konnten, wird abschließend auch deren Zusammenspiel untersucht, bevor die fertige Soft- und Hardware an die Projektpartner übergeben werden kann.

Teil der Projektarbeit der HSU über die eigenen Arbeitspakete hinaus ist die Unterstützung der Projektpartner. Basierend auf den Betriebsanforderungen für den Elektromotor muss dieser entsprechend ausgelegt werden. Die Wicklungskonfiguration des Motors und die Menge der Leistungssegmente des Energiesystems bedingen sich gegenseitig. Die Anzahl der Spulen im Stator geteilt durch ein Vielfaches von 3 ergibt die Anzahl der Leistungssegmente. Pro Leistungssegment ist ein Brennstoffzellenstack und eine Batterie vonnöten. Außerdem leitet sich aus den geplanten Betriebspunkten des Elektromotors ab, für welche Nennlast die Brennstoffzellenstacks ausgelegt werden müssen. Schlussendlich muss die Batterie die Differenz zwischen Leistungsmaximum der Brennstoffzellenstacks und der maximalen Leistungsanforderung des Motors beim Start kompensieren. Diese muss dementsprechend dimensioniert und in jedes Leistungssegment eingebunden werden. All diese Parameter und Einschränkungen müssen entsprechend mit den Projektpartnern abgestimmt werden.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Getrieben von der Notwendigkeit die Luftfahrt global zu dekarbonisieren wurde in dieser Arbeit eine mögliche, zukunftsfähige Antriebsmethode beschrieben. Durch die hohe spezifische Energiedichte und die Produktionsmöglichkeiten eignet sich Wasserstoff als Antrieb eines Flugzeuges. Im Gegensatz zur Verbrennung von Wasserstoff, bei dem mehr Emissionen auftreten und diese Energiewandlung ineffizienter ist, ist der vollelektrische Antrieb vorteilhaft. Zur Erzeugung der elektrischen Energie bieten sich Wasserstoffbrennstoffzellen an, die bereits über eine hohe Effizienz verfügen und durch aktuelle Forschung voraussichtlich noch optimiert werden können.

Bei Nutzung des H₂-to-Torque-Konzepts kann die Quelle der elektrischen Energie möglichst direkt mit dem Motor verbunden werden. Die Einsparung elektrischer Bauteile verspricht geringere Verluste, eine geringere Masse und eine kleinere Anzahl an kritischen Bauteilen. Durch die Segmentierung des Antriebssystems wird zudem automatisch eine Redundanz eingebaut, weil der Betrieb zeitlich limitiert auch mit einer reduzierten Anzahl von Segmenten möglich ist. Dies ist in der Luftfahrt von erhöhter Relevanz, da eine Havarie in der Luft als sehr kritisch einzuschätzen ist.

Dank dem Zusammenschluss der verschiedenen Projektpartner kann jede Partei die Expertise in ihrem Bereich einbringen, sodass das Projekt schlussendlich von Erfolg geprägt sein kann. Das Abschlussziel von BeHyPSy ist die Realisierung eines flugfähigen Technologiedemonstrators.

Durch die Tests, die damit durchgeführt werden, wird erwartet, dass die gewonnenen Erkenntnisse dazu dienen, dass der Antrieb mittels Brennstoffzellen von Ultraleichtflugzeugen mit kurzer Flugdauer hochskaliert werden kann: einerseits auf größere Flugzeuge und andererseits auf größere Reichweiten hin zu Mittel- und Langstreckenflugzeugen. Damit kann ein wichtiger Schritt in Richtung emissionsfreiem Fliegen gemacht werden. Durch die Weiterentwicklung und das ausführliche Testen von Brennstoffzellen können diese in weiteren Anwendungsfällen über die Luftfahrt hinaus eingesetzt werden.

Die wichtigste Neuerung, die Segmentierung des Antriebs (hier in sechs Segmente), kann auch auf verschiedene Bereiche in- und außerhalb der Luftfahrt übertragen werden. Neben der Redundanz, der im Flugverkehr eine sehr große Bedeutung zukommt, kann durch das H₂-to-Torque-Konzept eine sehr direkte Antriebsmethode durch die Minimierung der elektrischen Bauteile, wie zum Beispiel DC/DC-Wandlern, ermöglicht werden.

DANKSAGUNG

Die vorangegangene Projektbeschreibung ist im Projekt BeHyPSy entstanden. Daran arbeiten neben der HSU Hamburg auch die Breezer Aircraft GmbH & Co. KG, die Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, die Rostock System-Technik GmbH, das Zentrum für angewandte Luftfahrtforschung GmbH und das Zentrum für Brennstoffzellentechnik GmbH. Das Projekt wird durch die Bundesrepublik Deutschland durch den Zuweisungsgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit dem Förderkennzeichen 20M2249D gefördert.

LITERATUR

- [1] Directorate-General for Mobility and Transport (European Commission) und Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), *Flightpath 2050 :Europe's vision for aviation : maintaining global leadership and serving society's needs*. Publications Office of the European Union, 2011. Zugegriffen: 24. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://data.europa.eu/doi/10.2777/50266
- [2] DLR Deutsches Zentrum f
 ür Luft- und Raumfahrt e.V., "Zero Emission Aviation - Emissionsfreie Luftfahrt: White Paper der deutschen Luftfahrtforschung". 2020. [Online]. Verf
 ügbar unter: https://www.dlr.de/de/medien/publikationen/broschueren/2020/whitepaper-dlr-bdli-zero-2020
- [3] N. Yilmaz und A. Atmanli, "Sustainable alternative fuels in aviation", *Energy*, Bd. 140, S. 1378–1386, Dez. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.077.
- [4] A. N. Varyukhin, V. S. Zakharchenko, A. V. Vlasov, M. V. Gordin, und M. A. Ovdienko, "Roadmap for the Technological Development of Hybrid Electric and Full-Electric Propulsion Systems of Aircrafts", in 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Okt. 2019, S. 1–7. doi: 10.1109/ICOECS46375.2019.8949910.
- [5] W. Cao, B. C. Mecrow, G. J. Atkinson, J. W. Bennett, und D. J. Atkinson, "Overview of Electric Motor Technologies Used for More Electric Aircraft (MEA)", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Bd. 59, Nr. 9, S. 3523–3531, Sep. 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2165453.
- [6] M. Tariq, A. I. Maswood, C. J. Gajanayake, und A. K. Gupta, "Aircraft batteries: current trend towards more electric aircraft", *IET Electrical Systems in Transportation*, Bd. 7, Nr. 2, S. 93–103, 2017, doi: 10.1049/iet-est.2016.0019.
- [7] "EASA certifies electric aircraft, first type certification for fully electric plane world-wide | EASA". Zugegriffen: 16. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.easa.europa.eu/en/newsroom-andevents/press-releases/easa-certifies-electric-aircraft-first-type-certification-fully
- [8] J. Rohacs und D. Rohacs, "Energy coefficients for comparison of aircraft supported by different propulsion systems", *Energy*, Bd. 191, S. 116391, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116391.
- [9] E. Waddington, J. M. Merret, und P. J. Ansell, "Impact of Liquid-Hydrogen Fuel-Cell Electric Propulsion on Aircraft Configuration and Integration", *Journal of Aircraft*, Bd. 60, Nr. 5, S. 1588–1600, Sep. 2023, doi: 10.2514/1.C037237.
- [10] L. Baum, C. Cosse, F. Grumm, und D. Schulz, "Zukunftsfähige Antriebskonzepte für Luftfahrzeuge – Vom fossilen zum grünen Fliegen –", in Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien, Bd. 3, D. Schulz, Hrsg., Universitätsbibliothek der HSU/UniBwH, 2021. doi: 10.24405/13962.
- [11] A. Baroutaji, T. Wilberforce, M. Ramadan, und A. G. Olabi, "Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 106, S. 31–40, Mai 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.02.022.
- [12] J. Huete, D. Nalianda, und P. Pilidis, "Propulsion system integration for a first-generation hydrogen civil airliner?", *The Aeronautical Journal*, Bd. 125, Nr. 1291, S. 1654–1665, Sep. 2021, doi: 10.1017/aer.2021.36.
- [13] R. Moradi und K. M. Groth, "Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 44, Nr. 23, S. 12254– 12269, 2019.
- [14] U. Schmidtchen, E. Behrend, H.-W. Pohl, und N. Rostek, "Hydrogen aircraft and airport safety", *Renewable and sustainable energy reviews*, Bd. 1, Nr. 4, S. 239–269, 1997.

- [15] T. Graf, R. Fonk, C. Bauer, J. Kallo, und C. Willich, "Optimal Sizing of Fuel Cell and Battery in a Direct-Hybrid for Electric Aircraft", *Aerospace*, Bd. 11, Nr. 3, Art. Nr. 3, März 2024, doi: 10.3390/aerospace11030176.
- [16] J. Harikumaran, G. Buticchi, M. Galea, und P. Wheeler, "Open Phase Fault Tolerant Control of Multi Three Phase Machines", *IEEE Open Journal of Power Electronics*, Bd. 2, S. 535–544, 2021, doi: 10.1109/OJPEL.2021.3115404.
- [17] H. R. Kaufman, "High Altitude Performance Investigation of J65-B-3 Turbojet Engine With Both JP-4 and Gaseous Hydrogen Fuels", UNT Digital Library. Zugegriffen: 8. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc53236/m1/3/
- [18] G. Tzoumakis, K. Fotopoulos, und G. Lampeas, "Multi-Physics Digital Model of an Aluminum 2219 Liquid Hydrogen Aircraft Tank", *Aerospace*, Bd. 11, Nr. 2, Art. Nr. 2, Feb. 2024, doi: 10.3390/aerospace11020161.
- [19] S. Tiwari, M. J. Pekris, und J. J. Doherty, "A review of liquid hydrogen aircraft and propulsion technologies", *International Journal of Hydro*gen Energy, Bd. 57, S. 1174–1196, 2024.
- [20] S. Kazula, S. de Graaf, und L. Enghardt, "Review of fuel cell technologies and evaluation of their potential and challenges for electrified propulsion systems in commercial aviation", *Journal of the global power and propulsion society*, Bd. 7, S. 43–57, 2023.
- [21] H. T. Arat und M. G. Sürer, "State of art of hydrogen usage as a fuel on aviation", *European Mechanical Science*, Bd. 2, Nr. 1, S. 20–30, Dez. 2017, doi: 10.26701/ems.364286.
- [22] "Emissionsfreier Antrieb für die Luftfahrt". Zugegriffen: 10. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2016/20160929_emissionsfreier-antrieb-fuer-die-luftfahrterstflug-des-viersitzigen-passagierflugzeugs-hy4_19469
- [23] "World's First Flight of Liquid Hydrogen Aircraft.", H2FLY. Zugegriffen: 10. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.h2fly.de/2023/09/07/h2fly-and-partners-complete-worlds-first-piloted-flight-of-liquid-hydrogen-powered-electric-aircraft/
- [24] A. Nishizawa, J. Kallo, O. Garrot, und J. Weiss-Ungethüm, "Fuel cell and Li-ion battery direct hybridization system for aircraft applications", *Journal of Power Sources*, Bd. 222, S. 294–300, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.09.011.
- [25] P. Hoenicke u. a., "Power management control and delivery module for a hybrid electric aircraft using fuel cell and battery", *Energy Con*version and Management, Bd. 244, S. 114445, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114445.
- [26] J. Bernard u. a., "Fuel cell/battery passive hybrid power source for electric powertrains", *Journal of Power Sources*, Bd. 196, Nr. 14, S. 5867– 5872, 2011.
- [27] D. F. Finger, F. Götten, C. Braun, und C. Bil, "Mass, primary energy, and cost: the impact of optimization objectives on the initial sizing of hybrid-electric general aviation aircraft", *CEAS Aeronaut J*, Bd. 11, Nr. 3, S. 713–730, Sep. 2020, doi: 10.1007/s13272-020-00449-8.
- [28] M. J. Blackwelder und R. A. Dougal, "Power coordination in a fuel cell–battery hybrid power source using commercial power controller circuits", *Journal of Power Sources*, Bd. 134, Nr. 1, S. 139–147, 2004.
- [29] B. Loxton, J. Uchida, und S. Crane, "First Flight Of The Ecaravan Magnix And Aerotec's Allelectric Cessna 208b Technology Demonstrator", *Society Of Flight Test Engineers*, Okt. 2022, Zugegriffen: 11. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://aerotec.com/wp-content/uploads/2022/12/first-flight-of-the-ecaravan-magnixs-all-electricc208-technology-demonstrator.pdf
- [30] P. Guglielmi, M. Diana, G. Piccoli, und V. Cirimele, "Multi-n-phase electric drives for traction applications", in 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC), IEEE, 2014, S. 1–6. Zugegriffen: 21. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7056231/
- [31] G. Zhang und S. G. Kandlikar, "A critical review of cooling techniques in proton exchange membrane fuel cell stacks", *International Journal* of Hydrogen Energy, Bd. 37, Nr. 3, S. 2412–2429, Feb. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.11.010.
- [32] J. Larminie, A. Dicks, und M. S. McDonald, Fuel cell systems explained, Bd. 2. J. Wiley Chichester, UK, 2003. Zugegriffen: 11. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://sv.20file.org/up1/482 0.pdf

Mit mitteltiefer Geothermie zur integrierten Wärmewende

Thomas-Tim Sävecke* Prokurist Hamburger Energiewerke Geothermie GmbH Hamburg, Deutschland *thomas-tim.saevecke@hamburger-energiewerke.de

Kurzfassung – Zentraler Bestandteil des Projektes Integrierte Wilhelmsburg (IW^3) Wärmewende der Hamburger Energiewerke und ihrer Konsortialpartner ist die regenerative Wärmeversorgung des Hamburger Stadtteils Wilhelmsburg, der sich auf einer Flussinsel zwischen der Süderelbe und der Norderelbe befindet. Neben bereits vorhandenen klimafreundlichen Wärmequellen wie Solarthermie oder Industrieabwärme basiert das neue Konzept auf der Nutzung von natürlicher Erdwärme aus einer mitteltiefen Geothermie. Dazu wird im Wilhelmsburger Hafengebiet, am Rand der Wohnbebauung, eine Geothermie-Anlage errichtet, die in das Wärmeverbundsystem von Wilhelmsburg einspeisen soll.

Stichworte – Geothermie, Mitteltiefe Geothermie, Wärmeversorgung, Fernwärme, Erdwärme, Wilhelmsburg

Nomenklatur

- BHKW Blockheizkraftwerk
- IW³ Projekt Integrierte Wärmewende Wilhelmsburg
- IWM Vorhaben Integrierter Wärmemarkt

I. EINLEITUNG

Da die Wärmeversorgung in Deutschland noch immer weitgehend auf fossilen Energieträgern basiert und zugleich einen großen Teil der Energieversorgung darstellt, ist der Wärmemarkt für insgesamt 40 % des CO₂-Ausstoßes der Bundesrepublik verantwortlich [1]. Die Transformation des Wärmemarkts gilt damit als einer der bedeutendsten Hebel für effektiven Klimaschutz. Die Freie und Hansestadt Hamburg hat das Ziel, ihre CO₂-Emissionen bis 2030 um 70 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren [2]. Bis 2045 soll eine Netto-CO₂-Neutralität erreicht werden. Die übrigen Treibhausgasemissionen sollen ebenfalls reduziert werden.

Das dazugehörige Eckpunktepapier zur Transformation zu Erneuerbaren Energien bei dezentraler Wärmeversorgung beschreibt den "Umstieg der Wärmeversorgung aus dezentralen Heizölund Gaskesseln sowie Nachtspeicherheizungen zu Gunsten dezentraler erneuerbarer Wärmetechnologien" als Hebelmaßnahme. Mit Hilfe der gesetzlich vorgeschriebenen kommunalen Wärmeplanung gibt die Stadt vor, wie die Wärmeversorgung der Zukunft Unternehmen städtischer aussehen soll. Als in Anteilseignerschaft kümmern sich die Hamburger Energiewerke um die konkrete Umsetzung vom Bau regenerativer Erzeuger, dem Ausbau der Netze bis zur Entwicklung und Betrieb von Photovoltaik-Anlagen, Windkraft und E-Mobilität in der Hansestadt.

Neben Erneuerbaren Energien, CO₂-ärmeren Brennstoffen und Abwärme in einem ausgebauten Fernwärmenetz gilt es dabei auch, neue technische Lösungen miteinzubeziehen. Geothermie, die Nutzung des Potenzials von Erdwärme, ist neben Wind und Sonne die dritte Säule der erneuerbaren Energien. Sie ist grundlastfähig, CO2-neutral und lokal verfügbar. Gemäß einer Studie des Umweltbundesamtes [3] kann Tiefengeothermie in Deutschland bis zum Jahr 2050 mit Terawattstunden pro Jahr zur klimaneutralen 118 Wärmeversorgung beitragen. Bis auf wenige Projekte blieb sie im norddeutschen Raum allerdings weitgehend unbeachtet. Geothermische Energie wurde bislang aufgrund des Fündigkeitsrisikos nur an wenigen Orten in Norddeutschland umgesetzt, da die damit einhergehenden Investitionen sehr hoch sind. Das Fündigkeitsrisiko bezeichnet das Risiko, dass Bohrungen im Untergrund nicht die vorab angenommenen Temperaturen oder Wärmeergiebigkeiten finden. Im Hamburger Raum lagen dazu keine Erfahrungswerte vor. Dies ändert sich durch das Projekt IW3 (Integrierte Wärmewende Wilhelmsburg).

Die Hamburger Energiewerke als Konsortialführer planen mit ihrem Tochterunternehmen HAMBURG ENERGIE Geothermie GmbH, Erdwärme als natürliche Energiequelle für Hamburg nutzbar zu machen. Dafür wurde Ende Januar 2022 im Wilhelmsburger Hafengebiet mit den Erkundungsbohrungen zur Förderung von Erdwärme und den anschließenden Förderbohrungen begonnen.

Begleitet wurden die Erkundungsund Erschließungsarbeiten des tieferen Untergrunds von einem umfangreichen geowissenschaftlichen Untersuchungsprogramm. Projektpartner waren das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) und die Georg-August-Universität Göttingen (Geowissenschaftliches Zentrum). Die Untersuchungen des wissenschaftlichen Begleitprogramms sind Bestandteil des Verbundvorhabens "mesoTherm". Ziel des Projekts "mesoTherm" ist die verbesserte Charakterisierung hydrothermaler Reservoire und die Minimierung des Fündigkeitsrisikos.

Geplant ist, dass die Geothermie-Anlage die gewonnene Erdwärme in das Wärmeverbundsystem von Wilhelmsburg einspeisen soll. Das Projekt wird als Teil der Reallabore der Energiewende vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert. Begleitet wurden die Arbeiten von einem umfangreichen Untersuchungsprogramm. geowissenschaftlichen

II. MITTELTIEFE STATT TIEFE GEOTHERMIE

Im Frühjahr 2022 wurde die erste Erkundungsbohrung bis zu einer Endteufe von 3.067 Meter niedergebracht. Ursprünglich als Tiefe Geothermie geplant, erforderte eine zu geringe Mächtigkeit und Durchlässigkeit des ursprünglichen Reservoirs eine Umplanung. Entsprechend der Seismik wurden eigentlich Sandsteine des oberen Keupers (Rhät) in rund 3.200 Meter Tiefe erwartet. Bis zu einer Tiefe von rund 2.500 Meter entsprach die Bohrung vollständig den Erwartungen. Dass es ab dann jedoch anders aussah als angenommen, führte zu einigen Veränderungen im Projektdesign. Entgegen den Erwartungen lagen die Sandsteine des Rhäts höher und wiesen eine zu geringe Gesamtmächtigkeit auf. Nach der Nicht-Fündigkeit in den tieferen Horizonten wurden zwei mitteltiefe Horizonte getestet. Aus den Sandsteinen der Glinde-Formation wurde ein Thermalwasserzufluss festgestellt der anschließend genauen Untersuchungen unterzogen wurde, um das Projekt auf verändertem Horizont fortzusetzen.

Anschließend wurde 2023 eine sogenannte Dublettenbohrung in gut 1.300 Meter Tiefe durchgeführt, bei der eine erste Bohrung als Produktionsbohrung energetisch und eine zweite Bohrung als Injektionsbohrung zum Rückfluss des Thermalwassers genutzt wird. Die Fördertests wurden erfolgreich abgeschlossen. Die Ergebnisse: Aus der Sandsteinschicht in über 1.300 Metern Tiefe kann zukünftig 48 °C warmes Thermalwasser gefördert werden.

Bei einem vergleichbaren Projekt in Mecklenburg-Vorpommern wurde die Anlage im Betrieb durch Schwebeteilchen im geförderten Thermalwasser stark beeinträchtigt. Um dies für Wilhelmsburg auszuschließen, wurde ein umfassender Zirkulationstest durchgeführt. Dabei wurde überprüft, ob die angestrebten Fließraten tatsächlich erreicht werden oder die Einleitung von weiteren Maßnahmen erforderlich ist. In Wilhelmsburg konnte die notwendige Nennleistung von 140 Kubikmetern pro Stunde im ersten Anlauf schon nahezu erreicht werden.

Aufgrund der Ergebnisse der Fördertests und des derzeitigen technischen Planungsstandes der Geothermie-Anlage rechnen unsere Experten mit einer geothermalen Wärmeleistung von rund 6 Megawatt, die zusätzlich über eine Wärmepumpe auf höhere Temperaturen und eine Leistung von mehr als 10 Megawatt gebracht werden kann. Rein rechnerisch lassen sich damit über 4.700 Haushalte versorgen. Durch den Einsatz einer geplanten mehrstufigen Wärmepumpenanlage kann die gewonnene Wärmeenergie und damit auch die Anzahl der versorgten Haushalte auf rechnerisch über 6.000 Haushalte erhöht werden. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach ökologischer Wärme und der angestrebten Gebietsentwicklung wird eine gute Chance gesehen, Wilhelmsburg in Zukunft aus einer weiteren Dublette versorgen zu können.

Die Netzentwicklung sieht den Anschluss der Geothermie an den Wilhelmsburger Energiebunker vor. Hierfür wird eine 1,5 Kilometer lange Leitung gebaut. Der Energiebunker wird dann für die erneuerbare Wärme als eine Art Verteilknoten dienen und dafür sorgen, dass sie sicher und effizient weiter zu den Hausanschlüssen transportiert wird. Einige zentrale Informationen über den Energiebunker sind in TABELLE I gegeben.

TABELLE I: DER ENERGIEBUNKER IN ZAHLEN.

Technische Dat	en	
Erbaut		1943
Umbau zum Ener	giebunker	2010–2013
Energieerzeugung	g (Wärme und Strom)	21.500 MWh
CO2-Einsparung	in Hamburg	5.000 Tonnen
Verwendete Tec	hnologien	
Solarenergie	Auf dem Dach und an der S über 2.000 Quadratmeter angebracht, die die So einfangen.	üdseite des Energiebunkers sind Solarkollektoren und -zellen nnenstrahlen über Hamburg
Abwärme	Aus einem benachbarten In den Energiebunker geleitet, an die Verbraucher weiterge	dustriegebiet wird Abwärme in dort gespeichert und als Wärme egeben.
Kraft-Wärme- Kopplung	Zwei Blockheizkraftwerke Wärme-Kopplung für Str BHKWs wird mit I Spitzenlastenkessel sicher außergewöhnlichen Stoßzei	(BHKW) sorgen dank Kraft- om und Wärme. Eines der Biomethan betrieben. Drei n die Wärmeversorgung zu ten ab.
Wärmespeicher	Dieser Großpufferspeicher Das entspricht 2.000 Kubil Speichermedium für die Verlauf des Tages aus de Sonnenkollektoren und den	fasst 2 Millionen Liter Wasser. kmetern. Das Wasser dient als Wärmeenergie, die über den er industriellen Abwärme, den BHK Ws eingespeist wird.

III. KLIMAFREUNDLICHE WÄRME AB 2026

Gemäß Planungsstand und vorbehaltlich der Genehmigung durch die zwei zuständigen Behörden planen wir aktuell mit einem Baustart des Heizhauses ab Frühjahr 2025 und einer Wärmelieferung entsprechend in 2026. Der CO₂-Emissionsfaktor geplanten spezifische der Wärmeversorgung sinkt im Vergleich zu einer konventionellen Versorgungslösung um ca. 35 Prozent, womit sich eine CO₂-Einsparung von 2.997 Tonnen pro Jahr ergibt.

Da die Temperatur des Thermalwassers – je nach Jahreszeit – auf 75 bis 85 °C für den Heizwasserkreislauf angehoben werden muss, ist der Einsatz einer Wärmepumpenanlage erforderlich. Sie soll in zwei Strängen mit jeweils mehreren Wärmepumpen ausgeführt werden, um den vorwiegend jahreszeitlich bedingten Schwankungen in der Abnahmeleistung besser Rechnung tragen zu können. Zurzeit werden die Übertage-Anlagen inklusive der Wärmepumpenanlage geplant. Diese sollen bis Ende 2025 fertig gestellt sein.

IV. SYSTEMISCHES DENKEN

Ein zentrales Ziel des Reallabors ist die Integration eines neuen Erzeugers – der geothermischen Wärmequelle in Verbindung mit einer Wärmepumpenanlage und einem Blockheizkraftwerk – in ein System bestehender Energieerzeuger. Für das neu entstehende Wärmeverbundsystem wurde im Teilprojekt IWS "Systemintegration" ein umfassendes Wärmekonzept entwickelt und anhand von Simulationen überprüft und bewertet. Ebenso bildet es die Schnittstelle zwischen den Vorhaben IWU "Geothermische Nutzung des Untergrunds" und IWM "Integrierter Wärmemarkt".

Mit der Zusammenführung der Arbeiten rund um IW³ soll ein intelligentes sowie hochflexibles Wärmeverbundsystem mit innovativen Erzeugern, die Fernwärme mit hoher ökologischer Güte bereitstellen, in Hamburg-Wilhelmsburg entstehen (ABBILDUNG 1). Durch die Anwendung der entwickelten Konzepte soll die Dekarbonisierung des Wärmenetztes zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten gelingen und das Projekt insbesondere durch den Einsatz der Geothermie und der Kombination dezentraler Erzeugerstrukturen in einem Nahwärmenetz als Blaupause für die Energiewende in Norddeutschland genutzt werden.

Die konkrete Konzeptionierung und Projektierung des angestrebten synergetischen-regenerativen Energiequartiers ist der erste Schritt. Danach erfolgt die reale Umsetzung eines intelligenten Wärmesystems. Dafür werden entsprechende Planungs-, Beschaffungs- und Baumaßnahmen für die benötigten Erzeuger- und Speichersysteme durchgeführt. Darüber hinaus entwickelte und untersuchte der Forschungspartner Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg) die technische Implementierung des im Vorhaben IWM erstellten Wärmemarkts sowie dessen steuerungstechnische Anbindung an die Systemkomponenten.

Der wissenschaftliche Aspekt zielt auf den empirischen Nachweis dafür ab, mit einem digitalisierten Wärmeverbundsystem Synergieeffekte zwischen internen und externen Marktteilnehmern zu schaffen, und damit ökologische wie auch ökonomische Effizienzpotenziale heben zu können. Aus technischer Sicht besteht das übergeordnete Projektziel im erfolgreichen Bau und Betrieb eines Energieverbundsystems. multisektoralen Mithilfe der Konzeptentwicklung und simulativen Überprüfung der betrieblichen Einbindung einer Geothermie-Anlage, steuerbarer Erzeugungsanlagen und Verbraucher sowie digitalisierter Netzkomponenten soll das intelligente Wärmeverbundsystem multisektoral verknüpft und auf maximale Flexibilität ausgerichtet sein.

V. DIGITALE UNTERSTÜTZUNG

Zur Planung und Prognose setzen die Projektpartner neueste digitale Technologien ein. So werden Verfahren des Machine Learning, wie z. B. künstliche neuronale Netze, verwendet, um die Wärmeabnahme der Verbraucher in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung zu prognostizieren. Das Wärmeverbundsystem, bestehend aus den Bestandsnetzen und den Neubaunetzen, wird in der thermo-hydraulischen Simulationsplattform Jarvis modelliert und simuliert, um das komplexe Zusammenwirken der Anlagen des Wärmenetzes analysieren und verstehen zu können. Durch die verteilten Berechnungsmethoden kann ein sehr detailliertes Abbild des realen Netzes modelliert und berechnet werden. Dadurch kann in Planung und Betrieb des Netzes auf tägliche Fluktuationen erneuerbarer Erzeuger genauso wie auf Unsicherheiten im Netzausbau eingegangen werden. Mit Hilfe dieses Simulationsmodells und den Bedarfsprognosen kann unter Verwendung von Optimierungsalgorithmen ein effizienter Betrieb gewährleistet werden.

Die Erzeugung und die Abnahme von Wärme sowie die Schnittstelle zwischen Wärme- und Strommarkt soll so effizient wie möglich gestaltet werden. Vor allem aber soll die Transformation in ein CO₂-freies Wärmesystem kosteneffizient umgesetzt werden. Hierfür wurde im Rahmen des Teilprojektes IWM ein digitaler Wärmemarktplatz konzipiert, auf dem lokale Wärmemengen unterschiedlicher Herkunft angeboten werden können.



ABBILDUNG 1: GEOTHERMIE IM PROJEKT IW³.

Das Marktdesign berücksichtig dabei die physikalischen Eigenschaften und Anforderungen des Wärmenetzes, um alle relevanten Kostenfaktoren für Erzeugung und Verteilung der Wärme in einer Optimierung des Gesamtsystems abbilden zu können.

Insbesondere der Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Erzeugungskosten, die Wärmeverluste sowie die Flexibilität des Wärmenetzes werden neben der gelieferten Wärmemenge berücksichtigt. Zudem wird der notwendige Pumpenstrom zum Transport der eingespeisten Wärme an den Abnahmeort eingepreist.

Auf Basis der Marktergebnisse werden die Anlagen im Netz koordiniert und gesteuert, indem sie an ein gemeinsames Leitsystem angeschlossen sind, ähnlich wie in einem virtuellen Kraftwerk.

Zur Kennzeichnung Bilanzierung und der Wärmeversorgung wird die Umsetzung eines Herkunftsnachweisregisters für grüne Fernwärme erforscht. Als Pilotvorhaben für Deutschland zielt die Entwicklung eines Wärme-Herkunftsnachweisregisters darauf ab, eine bilanzielle Zuordnung grüner Wärmemengen zu Gebäuden und Quartieren zu ermöglichen. Die Vermarktung grüner Fernwärme als eigenständiges Produkt könnte zukünftig dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz von neuen Projekten zur Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abwärme zu verbessern.

Die Forschenden untersuchen außerdem neuartige Wärme- und Flexibilitätsmärkte und erproben ein Pilotregister für das kommende Herkunftsnachweisregister für Wärme.

VI. FAZIT UND ÜBERTRAGBARKEIT

Die Anpassung des Konzepts verdeutlicht die Vorteile der mitteltiefen Geothermie als technische Lösung für den Klimaschutz, die als Vorbild für weitere Projekte in Norddeutschland dienen soll: Projektentwicklungszeiten, Bohrkosten und das Bohrrisiko fallen im Vergleich zur tiefen Geothermie deutlich geringer aus. All diese Punkte sprechen für eine Skalierbarkeit dieser Lösung in Hamburg und Norddeutschland. Im Großraum Hamburg werden daher aktuell weitere Standorte, die aus geologischer Sicht für Bohrungen aussichtsreich sein könnten, auf ihre Potenziale geprüft. IW3 könnte somit Pionierarbeit für weitere mitteltiefe Bohrungen in Hamburg und den norddeutschen Raum geleistet und weitere Akteure zu ähnlichen Vorhaben inspiriert haben. Dies kann erheblich zum weiteren Ausbau des Wärmenetzes sowie dem zukünftig fallenden CO2-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes beitragen.

Der Parlamentarische Staatssekretär beim Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, Stefan Wenzel, sieht Geothermie jedenfalls schon jetzt als wesentlichen Baustein der Wärmewende. Bei seinem Besuch in Hamburg sprach er sich auch für vereinfachte diesbezügliche Rahmenbedingungen aus: "Wir haben vor Kurzem im Bürokratieentlastungsgesetz IV eine Änderung des Bergrechts aufgenommen, die Geothermie erleichtert und Rechtsklarheit schafft. Das hatten die Bundesländer bislang unterschiedlich gehandhabt. Und wir werden bei einer umfassenderen Novelle des Bergrechts prüfen, wo es weitere Verbesserungsmöglichkeiten für Geothermie gibt. Wir prüfen auch konkrete Vorschläge, wie die Rahmenbedingungen für Planung und Genehmigung vereinfacht werden könnten. Außerdem haben wir im Wärmeplanungsgesetz bereits das überragende öffentliche Interesse für Anlagen mit erneuerbarer Wärme verankert, die ins Wärmenetz einspeisen. Davon profitiert auch die Geothermie." [4]

Das Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) plant mit der Förderbank KfW eine staatlich unterstützte Versicherungslösung einzurichten, die das Fündigkeitsrisiko bei mittteltiefen und tiefen Geothermiebohrungen absichert. Es lassen sich bereits KfW-Darlehen für die Umsetzung von Tiefengeothermie-Projekten beantragen, die Absicherung der Fündigkeit ist jedoch bisher noch ausgenommen, was die Investitionsbereitschaft der Unternehmen in die zukunftsweisende Technologie der Geothermie einschränkt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags sind im Bundeshaushalt 2025 hierfür neun Millionen Euro vorgesehen. Die Hamburger Energiewerke begrüßen diesen Schritt, der mit Sicherheit dazu führen würde, Geothermie als bedeutende Säule der Wärmeversorgung in Deutschland zu etablieren.

DANKSAGUNG

Das Projekt IW3 wird als eines der "Reallabore der Energiewende" vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert.

LITERATUR

- [1] dena Gebäudereport 2024 https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/denagebaeudereport-2024
- Stadt Hamburg https://www.hamburg.de/politik-undverwaltung/behoerden/bukea/themen/klimaschutz/szenarienhamburg erklimaplan-169018
- [3] https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Metas tudie_Geothermie_LIAG_2022_.pdf
- [4] https://www.geothermie-wilhelmsburg.de/projekttagebuch/

Kapitel 2

Zukünftige Steuerung und Kommunikation in Energie Hubs

mit Beiträgen von

Universität Hamburg Hamburger Hochbahn AG Technische Universität Hamburg Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Hamburger Energienetze GmbH Technische Universität Hamburg Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Dimensionierung und Betriebsführung von Lithiumionen-Batterie-Speichersystemen unter Berücksichtigung von Degradationseffekten

Simon Sassen* und Andreas Fink Institut für Informatik Fakultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *simon.sassen@hsu-hh.de

Kurzfassung - Verschiedene Maßnahmen zum angestrebten Klimaschutz gehen mit einer verstärkten Verwendung elektrischer Energie einher. Dabei stellt sich bei der Nutzung volatiler regenerativer Energiequellen wie Sonne und Wind die Herausforderung einer räumlichen und zeitlichen Abstimmung Erzeugung und Verbrauch elektrischer von Energie. Batteriespeicher können hier einen effektiven Beitrag leisten (z.B. in Haushalten, im Verkehrssektor und in der Industrie). Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit erfordert dies eine und Betriebsführung zielgerichtete Dimensionierung entsprechender Batterie-Energie-Speichersysteme (BESS) unter Berücksichtigung der für den Verschleiß und die Alterung von (Lithiumionen-)Batterien relevanten Faktoren. Hierbei wird zwischen der nutzungsabhängigen (zyklischen) und der altersabhängigen (kalendarischen) Degradation unterschieden, welche die noch verfügbare Kapazität (gemäß State of Health, SoH) und damit die Lebensdauer und entsprechende Kosten von Batterien nicht-linear beeinflussen. In der Literatur finden sich hierzu unterschiedliche Annahmen und Ansätze, wie sich die Verwendung von Batterien auf den SoH auswirkt und wie ein wirtschaftlicher Einsatz von Batterien unter Berücksichtigung der Degradationseffekte gestaltet werden kann. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über diese Problematik unter Berücksichtigung neuerer Arbeiten aus der Literatur und dort noch nicht ausreichend adressierter Aspekte. Es wird ein integratives Modell für die Auslegung und den Betrieb von BESS entwickelt, welches die Auswirkungen beider Degradationsarten auf die Dimensionierung und Nutzung eines BESS einbezieht. Dabei wird berücksichtigt, dass ein abnehmender SoH bei gleichbleibendem Energiebedarf zu einer höheren Degradation führt, da dann die Zyklenanzahl zunimmt und das BESS schneller degeneriert. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Betriebsführung von BESS mit verschiedenerlei Unsicherheiten behaftet ist (sowohl bei der Erzeugung als auch beim Verbrauch, was sich auch in dynamischen Preisen im Stromnetz zeigt). Das formulierte Basiskonzept zur wirtschaftlichen Auslegung des Batteriebetriebs soll die Grundlage für weiterführende stochastische sequenzielle Entscheidungsverfahren und zugehörige Analysen bilden, die zu einer kosteneffizienten Dimensionierung und Betriebsführung von BESS beitragen.

Stichworte – zyklische und kalendarische Degradation, optimale Betriebsführung, optimale Dimensionierung, State of Health (SoH), Lithiumionen-Batterie, Microgrid, stochastisches sequenzielles Entscheidungsmodell

	Nomenklatur
AC	Wechselstrom (alternating current)
BESS	Batterie-Energie-Speichersystem (battery energy storage system)
DC	Gleichstrom (direct current)
DoC	Zyklentiefe (depth of cycle)
DoD	Entladetiefe (depth of discharge)
LiB	Lithiumionen-Batterie
LP	Lineares Programm (linear program)
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineares Programm (mixed-integer linear program)
PV	Photovoltaik
SDP	Sequenzielles Entscheidungsproblem (sequential decision problem)
C-Rate in 1/h	Auflade- und Entladegeschwindigkeit
E in Ah	Energiedurchsatz (energy throughput)
$M_{\rm SoC}$ in Ah	Mittlerer Speicherstand (mean state of charge)
SoC in Ah	Speicherstand (state of charge)
SoH in %	State of health

I. EINLEITUNG

Regenerative Energiequellen wie Sonne und Wind haben sich zu einem etablierten Bestandteil der Energieversorgung entwickelt, um im Kontext eines angestrebten Klimaschutzes den Verbrauch fossiler Energien zu reduzieren [1], [2]. Beispielsweise kann Photovoltaik (PV) verwendet werden, um den Energiebedarf in Haushalten in einem bestimmten Ausmaß abzudecken. Weil die Stromproduktion einer PV-Anlage fluktuiert und nicht deckungsgleich mit der Stromnachfrage ist, können batterieelektrische Speicher zur Erhöhung der Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz beitragen (wachsender Autarkiegrad) [3]. Auf der einen Seite können dabei die Strombezugskosten durch den Einsatz von Lithiumionen-Batterien (LiB) oder ähnlicher Batterietypen reduziert werden, indem zum jeweiligen Zeitpunkt nicht benötigte oder nicht wirtschaftlich verwendbare elektrische Energie für einen späteren Zeitpunkt gespeichert wird und damit Kosten für den Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz reduziert werden. Auf der anderen Seite erhöhen sich die Investitionskosten mit zunehmender Kapazität des Batterie-Energie-Speichersystems (BESS). Dies kann insbesondere bei einem wachsenden Ausgleichshorizont (beabsichtigter mehrtägiger oder sogar saisonaler Lastenausgleich) aus wirtschaftlichen Gründen ein Hindernis für den BESS-Einsatz darstellen.

Die Vorhersage Degradationseffekten von in Abhängigkeit von der Betriebsführung eines BESS auf die noch verfügbare Batteriekapazität ist herausfordernd [4]. Die beschreibt einen Abnutzungs-Degradation und Alterungsprozess, bei dem sich die Anzahl frei verfügbarer Lithiumionen-Ladungsträger innerhalb des BESS verringert [5]. Die Lithiumionen gehen chemische Reaktionen mit Molekülen der Batteriezellen ein und stehen danach nicht mehr für einen Ladungstransport zur Verfügung. Diese Effekte gehen einher mit einer Bildung einer Elektrolyt-Schutzschicht durch Abbau des Elektrolyts und der Elektroden, Lithium-Plating und Dendritenbildung und führen zu einer Verringerung der maximal noch nutzbaren prozentualen Restkapazität (SoH) der Batterie ([5], [6], [7]). In [8] kommen die Autoren zu dem Schluss, dass vier Parameter maßgebend sind, um den Verlust von Lithiumionen abzuleiten: Ladezustand, Zeit, Stromstärke und Temperatur. Hierbei hat der minimale und maximale Ladezustand offenbar einen besonders großen Effekt auf die Degradation [8]. Bei der Degradation wird üblicherweise zwischen zwei Arten unterschieden. Die kalendarische Degradation zeichnet sich dadurch aus, dass sie ohne eine Benutzung des BESS eintritt, das heißt, auch ohne Auf- oder Entladevorgänge zu einer Verringerung des SoH führt. Am Anfang der Lebenszeit ist dieser Effekt stärker und lässt dann zunächst mit der Zeit nach. Die zyklische Degradation resultiert aus der Benutzung des BESS und ist von zahlreichen Parametern abhängig [6], unter anderem der Zyklenanzahl. Unter einem Zyklus versteht man rechnerisch eine bezüglich der verfügbaren Batteriekapazität vollständige Abfolge von Entladung und Aufladung einer Batterie. Die durch die Degradation bedingte Verringerung verfügbaren Kapazität beeinflusst der die Einsatzmöglichkeiten des BESS, weil sukzessive weniger Energie gespeichert werden kann. Dies hat gegebenenfalls Auswirkungen auf die Dimensionierung des BESS, da eine Degradation in einem bestimmten Maß durch eine Überdimensionierung vorab kompensiert werden kann.

Die Art und Weise, wie eine Batterie betrieben wird, beeinflusst deren Degradation erheblich. So wirken sich Tiefenentladungen, Überladungen, schnelles Aufladen und Entladen, hohe Temperaturen und eine lange Dauer eines hohen Ladezustands typischerweise negativ auf die Kapazität aus ([6], [9], [10]). In der Literatur werden hierzu unterschiedliche Ansätze zur Vorhersage der BESS-Degradation beschrieben ([11], [12], [13], [14]). Die physikalischen Parameter, die von Relevanz sind, um Degradationsmechanismen zu beschreiben, umfassen insbesondere den Speicherstand der Batterie (SoC), den mittleren Speicherstand (M_{SoC}), die Entladetiefe (DoD), die Zyklentiefe (DoC), die Auflade- bzw. Entladegeschwindigkeit (C-Rate), den Energiedurchsatz E für eine bestimmte Zyklenanzahl und die Temperatur der Batteriezelle ([7], [13],

[15]). Wie stark sich die Parameter auf die Degradation auswirken, ist vom Batterietyp abhängig. Es stellt nach wie vor eine Herausforderung dar, die Batteriedegradation in einem auf wirtschaftliche Kriterien ausgerichteten Entscheidungsverfahren adäquat abzubilden. So gibt es unterschiedliche Ansätze, nicht-lineare Degradationseffekte in einem Optimierungsmodell direkt zu formulieren ([11], [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25]) und Modelle, in denen dies über Linearisierungsannahmen vereinfacht wird ([26], [27], [28], [29], [30]).

Im folgenden Kapitel II wird ein aktueller Überblick zu Literatur zur Dimensionierung und Betriebsführung von BESS unter Berücksichtigung von Degradationseffekten gegeben und in diesem Rahmen eine Forschungslücke abgeleitet. In Kapitel III wird dann ein Basismodell eines sequenziellen Energiespeicher-Entscheidungsproblems formuliert, was als Grundlage für die Entwicklung entsprechender Entscheidungsverfahren dienen soll. In Kapitel IV folgen Fazit und Ausblick.

II. LITERATURÜBERSICHT

Bei der folgenden Betrachtung der Literatur zur Degradation von Lithiumionen-Batterien im Zusammenhang mit der Dimensionierung und Betriebsführung von BESS liegt ein Schwerpunkt auf neueren Arbeiten (hier bis Mitte 2024). Hinsichtlich der Systematisierung wird berücksichtigt, ob die Degradation als lineare oder nicht-lineare Funktion modelliert ist, welcher Art das verwendete Lösungsverfahren ist (exakt, heuristisch) und welche Einflüsse auf die Degradation einbezogen werden. Letzteres beinhaltet eine Unterscheidung danach, ob sowohl die kalendarische als auch die zyklische Degradation berücksichtigt werden und welche Parameter hierauf einen Einfluss haben. Die Literaturrecherche basiert im Wesentlichen auf Google Scholar unter Verwendung der folgenden englischen Suchwörter: Sizing, Scheduling, Battery, Cyclic degradation, Calendar degradation, Uncertainties. In dem folgenden Überblick wird insbesondere dahingehend unterschieden, ob die Dimensionierung oder die Betriebsführung oder beide Aspekte von BESS betrachtet werden. Darüber hinaus wird differenziert, welche Arten der Degradation berücksichtigt werden.

Eine Reihe von Arbeiten in der Literatur ist in ihrer Ausrichtung auf die Degradation im Kontext der Dimensionierung fokussiert und berücksichtigt die Betriebsführung der Batterie nicht. In [31] wird ein Energiesystem, bestehend aus einer PV-Anlage, einem BESS und einer Windkraftanlage betrachtet. Die Dimensionierung berücksichtigt zwar die Degradation, konzentriert sich aber auf die Größe der PV-Anlage und der Windkraftanlage. In [18] wird eine Methode entwickelt, nach der das BESS für spezifische Projekte unter Berücksichtigung der Degradation dimensioniert werden kann. Bei der Degradation wird zwischen kalendarischer und zyklischer Degradation unterschieden und es werden verschiedene Parameter berücksichtigt: Energieanforderungen, Leistungen, C-Rate, M_{SoC} und Temperatur. Es wird nicht berücksichtigt, dass die Nutzung des BESS bei variablen Strompreisen bei entsprechender Einspeisung und Entnahme von Strom aus öffentlichen Netz Auswirkungen dem auf die Dimensionierung haben kann.

Zahlreiche Arbeiten in der Literatur sind auf eine optimale Betriebsführung des BESS unter Berücksichtigung der Degradation ausgerichtet. Die Dimensionierung der Batterie

wird bei den folgenden Beiträgen dagegen außer Acht gelassen. In [28] geht es um die Energieplanung für Multi-Energie-Microgrids inselbetriebene unter Berücksichtigung der zyklischen Degradation. Das Problem wird zur Lösung als ein MILP (mixed-integer linear program) formuliert, um verschiedene Betriebsbedingungen zu berücksichtigen. Der SoC ist hier ein maßgeblicher Parameter zur Bestimmung des SoH des BESS. In [29] werden alterungsabhängige Betriebsstrategien für BESS beschrieben, die im Zusammenhang mit Arbitragehandel an der Strombörse verglichen werden. Bei dem verwendeten Modell handelt es sich um ein MILP, wobei drei verschiedene Alterungsmodelle betrachtet werden, von denen das letzte die kalendarische und zyklische Degradation berücksichtigt. In [22] geht es um die Optimierung der operativen Betriebsführung eines BESS bei zyklusbasierten nicht-linearen Berücksichtigung der Degradation bei dynamischem Betrieb. Dafür wird ein neuronales Netz trainiert, wobei die folgenden Parameter für Degradation berücksichtigt werden: Umgebungsdie temperatur, C-Rate, SoC, DoD und SoH. Die Degradation für eine Schnellladestation durch ein mehrstufiges Batteriealterungsmodell wird in [32] behandelt. Der Schwerpunkt dieser Arbeit ist die Degradation von Antriebsbatterien von Elektroautos und berücksichtigt die folgenden Parameter: Anzahl an Zyklen, DoD, Auflade und Entladeleistungen, C-Rate und die Temperatur. In [24] wird ein Arbitrageproblem im Energiesektor betrachtet und hierfür werden ein lineares Optimierungsproblem (LP), ein gemischtganzzahliges lineares und ein gemischt ganzzahliges nichtlineares Modell formuliert und gelöst. Eine Besonderheit besteht darin, dass die Degradation durch einen Zykluszähler erfasst wird.

In [33] werden rollierende Vorhersagen auf ein Energiespeicherproblem mit regenerativen Energiequellen angewendet. Eine rollierende Vorhersage zeichnet aus, dass die Prognose mit fortschreitender Planung systematisch aktualisiert wird, um neue Informationen zu berücksichtigen. Eine hybride Strategie mit deterministischem Lookahead und einer Kostenfunktion-Approximation wird vorgeschlagen, um die beste Strategie für ein stochastisches Basismodell zu ermitteln. In [17] wird eine Reinforcement-Learning-Methode beschrieben, um die nicht-lineare Degradation für ein Energiemanagementproblem abzubilden. Das Ziel besteht darin, den Gewinn über den Energiemarkt zu maximieren und gleichzeitig die Kosten für das BESS gering zu halten. Es werden sowohl die kalendarische als auch die zyklische Degradation betrachtet. Dafür wird das Optimierungsproblem als Markov-Entscheidungsprozess modelliert. In [26] wird ein lineares Degradationsmodell vorgestellt, bei dem die zyklische und kalendarische Degradation in erster Linie auf den Auf- und Entladeprozessen basiert. Neben dem SoC werden auch die DoD und die Temperatur berücksichtigt. Das Optimierungsproblem wird als ein MILP formuliert mit dem Ziel, den Profit eines Energiesystems mit einer Windkraftanlage und einem BESS zu maximieren. In [19] werden optimierungsbasierte Strategien zur Betriebsplanung von LiB anhand des Day-Ahead-Preises des Strommarktes für Terminierungsproblem vorgestellt, ein wobei die kalendarische und zyklische Degradation des BESS berücksichtig werden. Es wird zwischen zwei Szenarien unterschieden - ein kurzfristiges sowie ein kurzfristig und langfristig rentabilitätsoptimiertes. Des Weiteren erfolgt die Formulierung der Degradation durch eine nicht-lineare Funktion mit Berücksichtigung der folgenden Aspekte:

Temperatur, Zeit, SoC, DoC, Anzahl an Zyklen, SoC-Spanne und C-Rate. Nicht berücksichtigt wird die Auswirkung der sinkenden Restkapazität auf die erhöhte zyklische Belastung und eine nicht vorhersehbare Lebensdauer des BESS. Stattdessen werden der SoH und die Lebensjahre des BESS festgelegt. In [34] werden zwei Optimierungsansätze miteinander verknüpft. Im ersten Schritt wird die Problemstellung der Energiesteuerung mit einem BESS als LP formuliert und durch ein mathematisches Modell gelöst. Diese Daten bilden sodann die Trainingsdaten eines Modells des überwachten Lernens, mit dem Ziel der Ableitung einer optimierten Lade- und Entlade-Steuerung für eine Online-Optimierung. Es werden Unsicherheiten bezüglich der Produktion und Nachfrage von Strom sowie des Preises berücksichtigt und die Problemstellung kann als Entscheidungsproblem stochastisches sequenzielles interpretiert werden. In [16] wird die Approximative Dynamische Programmierung eingesetzt; Ziel ist die Minimierung von Energie- und Betriebskosten im Rahmen eines Terminierungsproblems. Der Fokus liegt auf der Beschreibung des Lebensdauerverlustes des BESS durch kalendarische und zyklische Alterungseffekte. Der Lebensdauerverlust wird dargestellt als eine Reduktion an maximal möglichen Zyklen, bis ein SoH von 80 % bzw. von 70 % erreicht wird. Die Degradation wird als nicht-lineare Funktion modelliert und berücksichtigt Parameter wie die Temperatur, den SoC, den Kapazitätsverlust, die DoD und die C-Rate. Allerdings wird der Einfluss der Restkapazität auf die zyklische Degradation außer Acht gelassen, da von einer konstanten Nennkapazität ausgegangen wird.

Einige Arbeiten in der Literatur betrachten die Degradation bei der Dimensionierung und bei der optimalen Betriebsführung des BESS zusammen, da die Dimensionierung und die Betriebsführung einen wechselseitigen Einfluss aufeinander haben. So beeinflusst die Kapazität die Belastung und damit die Degradation des BESS bei gleichbleibender Leistung. Die Kapazität des BESS wiederum sollte auf die geplante Betriebsführung abgestimmt werden. Es macht einen Unterschied, ob hohe Lastspitzen ausgeglichen werden müssen oder nicht. Daher ist es angebracht, beide Aspekte zusammen zu betrachten. In [27] wird ein Mehrziel-Optimierungsansatz zur Lösung eines zweistufigen szenariobasierten stochastischen Optimierungsproblems vorgestellt. Das Ziel besteht darin, die Betriebskosten eines Energiesystems aus PV und BESS im Rahmen eines Terminierungsproblems durch ein MILP zu lösen und hierbei die Investitionskosten durch eine geeignete Batteriedimensionierung zu minimieren. Der Beitrag vereinfacht die nicht-lineare Degradation zu einer linearen, wobei der Ansatz darauf abzielt, die zyklische Degradation durch die Vermeidung von Tiefentladungszyklen zu reduzieren. Die kalendarische Degradation wird nicht betrachtet. Der Fokus in [20] liegt in der optimalen Betriebsführung bei Nachnutzungsanwendungen von LiB (Second Life) unter Berücksichtigung der nicht-linearen zyklischen Degradation des BESS. Der Lösungsansatz basiert auf einer MILP-Formulierung, wobei bezüglich der Degradation mehrere Parameter berücksichtigt werden (wie DoD, M_{SoC} und C-Rate). Die Optimierung von zwei Zielgrößen wird in [5] verfolgt - dem Nettogegenwartswert und dem Autarkiegrad. Der Fokus liegt auf der optimalen Betriebsführung eines Energiesystems unter Nutzung von Wasserstoff und einem BESS, wobei eine Mehrzielheuristik verwendet wird ("modified firefly algorithm"). Die

Degradation des BESS wird dabei durch Impedanzspektroskopie erfasst. In [21] wird ein simulationsbasierter Ansatz verwendet, bei dem eine nichtlineare Degradation durch Ionenreaktionen beschrieben wird. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass die Restkapazität und der SoH konstant sind. Daher wird von einer gleichbleibenden Degradation in jedem Jahr ausgegangen. Es wird weiter davon ausgegangen, dass das BESS benutzt werden kann, bis ein SoH von 70 % erreicht wird. Die Kapazität des BESS wird auf Grundlage von Szenarien bestimmt. Ein Vergleich verschiedener Verlustmodelle für die Degradation wird in [35] dargestellt. Es wird zwischen linearen und nicht-linearen Verlustmodellen unterschieden. Der Beitrag legt einen Schwerpunkt auf die Verluste durch die Umwandlung von Energie. In [36] wird die Betriebsführung und Dimensionierung des BESS durch eine konvexe Optimierung unter Berücksichtigung einer nicht-linearen Degradation des BESS betrachtet. Es wird ein Vergleich anhand von Szenarien vorgenommen, wobei sich die Szenarien hinsichtlich der Degradation unterscheiden. Die Degradation wird im ersten Szenario als lineare und für ein weiteres Szenario als eine nicht-lineare konvexe Funktion beschrieben. Zur Vereinfachung wird keine kalendarische Degradation berücksichtigt. Die Energieumwandlung von DC zu AC und umgekehrt wird berücksichtigt.

In weiteren Beiträgen steht die Gegenüberstellung von Ansätzen in der Literatur zur Degradation im Vordergrund. Die Möglichkeit von bidirektionalen Ladeanwendungen von Elektrofahrzeugen für das Stromnetz ist Gegenstand von [37]. Die Auswirkung der Batterielebensdauer ist hierbei ein maßgeblicher Aspekt. Degradationsmechanismen und ihre Einflussparameter werden gegenüberstellt. In [38] wird ein multidirektionales interaktives und datengetriebenes Modell zur Online-Schätzung von Batterieabnutzungen vorgeschlagen. Der Schwerpunkt ist eine multikriterielle Entscheidungsfindung und ein datengetriebenes Modell zur Schätzung der Batterieabnutzung. Es wird darauf hingewiesen, dass für weitere Verbesserungen die Berücksichtigung eines stochastisch optimalen Zeitplans

vorteilhaft ist. In [4] werden Studien zur Degradation von Lithiumionen-Batterien und SoH-Schätzung mit Hilfe eines Wissensgraphen analysiert. Eine Schlussfolgerung dieses Beitrages lautet, dass Batterien einem komplexen, nichtlinearen Prozess unterliegen und der SoH schwer zu schätzen ist. Es wird ausgeführt, dass es weiteren Forschungsbedarf dahingehend gibt, den SoH während des Degradationsprozesses zu berücksichtigen. In [39] wird eine Übersicht zur Optimierung eines PV-BESS-Systems gegeben unter Bewertung Beiträgen nach von ihrer Systemmodellierung, Machbarkeit, Kapazitätsoptimierung und Betriebsverbesserung. Es konnten dabei vier Kategorien von Beiträgen klassifiziert werden, die sich mit der Degradation von LiB beschäftigen. Die erste Kategorie beschreibt die Degradation durch Ersatzschaltbilder und fokussiert sich auf die DoD als maßgebliche Einflussgröße für die zyklische Degradation. Die Basis in den drei anderen Kategorien bilden ein SoC-Modell, wobei zwei Kategorien die DoD als zentralen Einflussfaktor für die Berechnung der Degradation benutzen und die letzte ausschließlich die kalendarische Degradation betrachtet.

In [40] wird dargelegt, dass für eine langfristige Rentabilitätsbetrachtung die Batteriealterung berücksichtigt werden sollte. Der Schwerpunkt ist die Überprüfung verschiedener Methoden der Degradationssteuerung. Die betrachteten Einflussfaktoren sind die DoD, der Energiedurchsatz, die Umgebungstemperatur der Zelle und der SoC. Es wird beschrieben, dass die einfachste Methode zur Degradationsbestimmung Amperestunden-Zähler der darstellt. Eine weit verbreitete Methode besteht nach [40] darin, die Lebensdauer eines BESS durch den DoD und Lebensdauerzyklen zu bestimmen. Weiterhin werden die Verwendung von Ersatzschaltbildern und elektrochemisch basierten Degradationsmodellen thematisiert. Es wird festgestellt, dass die am häufigsten verwendeten Methoden auf statistischen Nutzungskosten basieren.

Die TABELLE I gibt eine Übersicht zu ausgewählten Beiträgen, die sich mit der Optimierung von

TABELLE I: ÜBERSICHT ÜBER LITERATUR MIT BEZUG ZUR OPTIMIERUNGEN VON ENERGIESPEICHERPROBLEMEN.

Ref.	Dim.	Termin- planung	Modell / Methode	Degradation	Funktionstyp	Unsicherheiten	Berücksichtigung der Restkapazität
[5]	Ja	Ja	Multi-Objective Modified Firefly Algorithm	Gesamtdegradation	Nicht-linear Linear	Strompreis	Ja (indirekt)
[17]	Nein	Ja	Deterministic Policy Gradient Approximate Dynamic Programming	Kalendarisch Zyklisch	Nicht-linear	Stromnachfrage	Nein
[20]	Nein	Ja	Simulation	Kalendarisch Zyklisch	Nicht-linear	Nein	Nein
[21]	Ja	Ja	MILP	Zyklisch	Nicht-linear	Nein	Nein
[22]	Ja	Ja	Elektrochemisches Lithium- Batterie-Modell	Gesamtdegradation	Nicht-linear	Load	Ja (indirekt)
[28]	Ja	Ja	Stochastic Optimization	Zyklisch	Linear	PV-Ertrag, Stromnachfrage, Strompreis	Nein
[34]	Nein	Ja	Approximate Dynamic Programming	Nein	Nein	Wind	Nein
[35]	Nein	ja	Reinforcement Learning (SDA)	Nein	Nein	PV-Ertrag, Stromnachfrage, Strompreis	Nein
[36]	Ja	Ja	Quadratisches Optimierungsproblem	Nein	Nein	Nein	Nein
[37]	Ja	Ja	MILP	Kalendarisch Zyklisch	Linear	Nein	Nein
Entwurf	Ja	Ja	Sequential Decision Problem	Kalendarisch Zyklisch	Nicht-linear	PV-Ertrag Stromnachfrage Strompreis	Ja (direkt)

Energiespeicherproblemen im näheren Kontext der Fragestellung dieses Beitrags beschäftigen. Die Betrachtung der Literatur zeigt, dass es verschiedene Ansätze gibt, die Degradationseffekte in einem ökonomischen Optimierungsmodell abzubilden. Diese unterscheiden sich in Annahmen und den den daraus resultierenden Vereinfachungen, aber auch in der Art und Weise, wie eine nicht-lineare Degradation formuliert wird. Dabei spielen sowohl lineare Optimierungsmodelle als auch Simulationen und neuronale Netze eine Rolle. Es wird deutlich, dass die Degradation sowohl bei der Betriebsführung als auch bei der Dimensionierung des BESS berücksichtigt werden sollte. Allerdings ist der wechselseitige Einfluss von Kapazität und Betriebsführung auf die Degradation durch Einbezug der Restkapazität in der betrachteten Literatur bislang weitestgehend vernachlässig worden. Es besteht damit Forschungsbedarf bezüglich der direkten Berücksichtigung der noch verbleibenden Restkapazität der Batterie hinsichtlich der zyklischen Degradation bei der Dimensionierung und Betriebsführung von BESS. Wenn die verfügbare Restkapazität sinkt, steigt bei gleichbleibendem Energiebedarf die prozentuale Belastung und führt zu einer erhöhten Degradation. Belastung beschreibt hier das Verhältnis aus der über die Zeit erforderlichen Leistung und der verbleibenden Restkapazität. Dieser Aspekt ist vor allem hinsichtlich einer dynamischen Betriebsführung wichtig, bei der nur eingeschränkt absehbar ist, wie hoch die benötigte Leistung des BESS in einer Periode sein wird.

Das Entscheidungsproblem verschärft sich dadurch, dass je nach Anwendungskontext erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich des Ertrages der Stromproduktion aus der PV-Anlage, der lokalen Stromnachfrage sowie des Preises an der Strombörse zu berücksichtigen sind. Damit erscheint die Betrachtung als stochastisches sequenzielles Entscheidungsmodell angebracht, um die Batteriedegradation Berücksichtigung Wechselwirkung der unter von Dimensionierung und Betriebsführung des BESS bei den Entscheidungen rollierend zu berücksichtigen. Hierbei ist besonderen Wert auf die Abbildung der nicht-linearen Degradation bei dynamischer Betriebsführung zu legen. Grundsätzlich können zwei Szenarien herangezogen werden, die sich darin unterscheiden, ob eine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz vorliegt. Dies zielt darauf ab, zu ermitteln, wie sich die Degradation in einem Microgrid oder bei Anbindung an das öffentliche Stromnetz im Vergleich auswirkt und was dies für die Dimensionierung bedeutet.

III. BASISMODELL

Das grundsätzliche Ziel besteht darin, verfügbare elektrische Energie in einem betrachteten System (z.B. ein Haushalt) so zu verwenden, dass die Differenz zwischen den Erlösen durch den Verkauf von Strom und den Kosten durch den Einkauf von Strom unter Berücksichtigung der Kosten des BESS maximiert wird. Der Einsatz des BESS ist lohnend, wenn der insgesamt generierte Nutzen größer ist als die entstehenden Kosten unter Berücksichtigung der Degradation. Eine Speicherung von Energie kann insbesondere vorteilhaft sein, um einen Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz zu einem Zeitpunkt mit relativ hohen Einkaufspreisen zu vermeiden oder Strom zu einem Zeitpunkt mit höheren Preisen zu verkaufen. Das BESS ermöglicht es, die Verwendung von PV-Strom im Rahmen der Batteriekapazität zeitlich zu verschieben und Preisschwankungen an der Strombörse über das öffentliche Netz auszunutzen.

Das Basismodell betrachtet das Energiespeicherproblem Umwandlungsverlusten mit Energieflüssen, und Unsicherheiten eines sequenziellen im Rahmen Entscheidungsproblems (SDP) [41]. Hierbei werden anliegende Entscheidungen zu disponiblen Energieflüssen sukzessive über die Zeit getroffen, was in vielfältigen Anwendungen angebracht ist, wo Unsicherheiten zu berücksichtigen sind und sich im Laufe der Zeit ein veränderter bzw. verbesserter Informationsstand ergibt [42]. Für die Konzeption eines entsprechenden Planungsansatzes wird der Betrachtungshorizont in Perioden untergliedert (hier mit einer Dauer von z. B. einer Stunde oder 15 min). Im Weiteren folgen wir einem bewährten Vorgehen, ein SDP-Modell wie folgt zu strukturieren [41]:

- Zustandsvariablen
- Entscheidungsvariablen
- Exogene Informationen
- Übergangsfunktionen (Transition)
- Zielfunktion
- Unsicherheiten
- Entwicklung von Policies (Entscheidungsverfahren)

Die Abbildung 1 zeigt die Energieflüsse des grundlegende Basismodells für die betrachtete Systemarchitektur mit einer PV-Anlage, einem BESS (LiB), einer lokalen Stromnachfrage (Last) und einer Verbindung zum öffentlichen Stromnetz. Die PV-Anlage, der lokale Lastbedarf und die Verbindung mit dem öffentlichen Netz sind durch jeweilige periodenbezogene Leistungswerte in W gekennzeichnet. Die Speichermenge der Batterie wird als Energiemenge in Wh betrachtet; in Abhängigkeit von der Zellspannung einer Batteriezelle korrespondiert steht dies mit den in einer Zelle gespeicherten Amperestunden. Die Pfeile stellen den Energiefluss zwischen den Konsumenten und Produzenten von Strom dar, der aus jeweiligen Leistungswerte über die Dauer einer Periode resultiert. Damit wird angenommen, dass die jeweilige Leistung während einer Periode konstant ist. Die orangefarbenen Flächen stehen für eine Energieabgabe und die blauen für einen Energiebezug. Die Formen mit scharfen Ecken stellen eine Leistung dar und Formen mit abgerundeten Ecken stehen für Energiewerte. Ein grüner Pfeil zeigt den Energiefluss, wenn keine Konversionsverluste durch den Wechselrichter auftreten. Dies ist bei x_t^{vr} der Fall, weil Gleichstrom (DC) von der PV-Anlage zum BESS fließt, welches auch Gleichstrom benötigt. Ebenso treten keine Konversionsverluste auf, wenn Strom aus dem öffentlichen Netz für die Stromnachfrage des Haushaltes verwendet wird (x_t^{gl}) , da in beiden Fällen Wechselstrom (AC) verwendet wird. In allen anderen Fällen treten Konversionsverluste durch den Wechselrichter auf. Die verlustbehafteten Energieflüsse werden mit einem roten Pfeil gekennzeichnet.

In [21] werden ebenso die Energieumwandlungsverluste durch Wechselrichter in einem PV-Batterie-System in einer Simulation betrachtet. Der Kapazitätsverlust wird dort durch eine Minderung der nutzbaren Lithiumionen für verschiedene Betriebsführungsstrategien bestimmt, wobei nicht zwischen kalendarischer und zyklischer Degradation differenziert wird. Ähnlich verhält es sich in [5], wo auch ein Energiespeicherproblem betrachtet wird, bei dem die Umwandlungsverluste des Wechselrichters simulativ



ABBILDUNG 1: ENERGIEFLÜSSE DES BASISMODELLS FÜR DAS SZENARIO MIT VERBINDUNG ZUM ÖFFENTLICHEN NETZ.

berücksichtigt werden. Die Degradation wird auf Grundlage von Daten der Impedanzspektroskopie einbezogen und es wird nicht zwischen zyklischer und kalendarischer Degradation und den verschiedenen Einflussfaktoren unterschieden. In [35] werden nicht-lineare, konvexe und lineare Optimierungsmodelle formuliert und die Verluste durch den Wechselrichter und die Batterie in einem Energiespeichersystem, bestehend aus einer PV-Anlage und einer Batterie, berücksichtigt. Allerdings konzentriert sich der Beitrag auf die Reduzierung der Leistung und nutzbaren Energie und klammert die Degradation der Batterie aus.

Das hier betrachtete Modell unterscheidet sich dahingehend, dass neben den Umwandlungsverlusten durch Wechselstromrichter und die Batterie zwischen zyklischer und kalendarischer Degradation unterschieden wird. Des Weiteren sollen bei der Degradation Einflussfaktoren umfassend einbezogen werden und die abnehmende Restkapazität und der SoH der Batterie fortlaufend in der Berechnung der Degradation in den Perioden berücksichtigt werden.

A. Zustandsvariablen

Die Variablen, die den Kenntnisstand zum Status des Systems in einer Periode *t* repräsentieren, um Entscheidungen zielgerichtet treffen zu können und Übergänge in die Folgeperiode abzubilden, bilden die Zustandsvariablen. Hierbei kann man unterscheiden zwischen Informationen zu physischen Zuständen (z. B. der aktuelle Zustand des Energiespeichers), weiteren deterministischen Informationen (z. B. aktuelle Lasten oder Preise an der Strombörse) sowie einem unsicheren Informationsstand zu zukünftigen Entwicklungen (z. B. Erwartungen zu PV-Erträgen oder Preisentwicklungen an der Strombörse in den folgenden Perioden).

Mit der Variable R_t^{SoC} wird die Energiemenge bezeichnet, die in dem BESS zu Beginn einer Periode *t* gespeichert ist. Die lokale Lastnachfrage in Periode *t* wird mit L_t und die produzierte Leistung der PV-Anlage in Periode *t* wird mit V_t bezeichnet. Der Strompreis, zu dem Strom in Periode *t* verkauft werden kann, wird mit p_t^{exchange} bezeichnet und der Preis für eingekauften Strom aus dem öffentlichen Netz mit c_t^{grid} . Letzterer orientiert sich am dynamischen Strompreis an der Börse p_t^{load} zuzüglich Abgaben bzw. Steuern a^{tax} (1).

$$c_t^{\text{grid}} = p_t^{\text{load}} + a^{\text{tax}} \tag{1}$$

Die zusammengefasste Zustandsvariable S_t ist in (2) abgebildet. Diese umfasst den BESS-Speicherstand R_t^{SoC} , die verbleibende maximale Kapazität in Ah (R_t^{max}) bzw. in Prozent (C_t^{SoH}), L_t , V_t , $p_t^{exchange}$, c_t^{grid} sowie den jeweiligen Kostenfaktor der Batteriedegradation (c_t^{Deg}). Unsicherheiten bzw. Prognosen zum Zeitpunkt t bezüglich der lokalen Stromnachfrage ($f_{tt'}^{L}$), dem erzeugten PV-Strom ($f_{tt'}^{V}$) und dem Preis an der Strombörse ($f_{tt'}^{p}$) für Folgeperioden t' > tgehören ebenso zur Beschreibung des Zustandes in Periode t.

$$S_{t} = \left(R_{t}^{\text{SoC}}, R_{t}^{\text{max}}, C_{t}^{\text{SoH}}, \left(L_{t}, V_{t}, p_{t}^{\text{exchange}}, c_{t}^{\text{grid}}, c_{t}^{\text{Deg}}\right), \\ \left(f_{tt'}^{\text{L}}, f_{tt'}^{\text{V}}, f_{tt'}^{\text{p}}\right)\right)$$
(2)

B. Entscheidungsvariablen

Entscheidungsvariablen repräsentieren die Entscheidungen und Aktionen, die in einer Periode t getroffen werden. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um die in ABBILDUNG 1 veranschaulichten Leistungen bzw. Energieflüsse. Ähnliche Darstellungen von Energieflüssen bei einem Energiespeicherproblem werden in [17], [18], [19], [20], [21] und [35] behandelt. Die Variable x_t^{rl} stellt die Leistung des BESS dar, die durch den Entladevorgang für die lokale Last bereitgestellt wird, und x_t^{gl} ist die Leistung aus dem öffentlichen Netz, die eingekauft wird. Die Leistung der PV-Anlage, die für die lokale Nachfrage und zur Einspeisung in das öffentliche Netz aufgebracht wird, ist durch x_t^{vl} bzw. x_t^{vg} repräsentiert. Die Variable x_t^{vr} repräsentiert die Leistung der PV-Anlage, die dafür verwendet wird, das BESS aufzuladen. Die Leistung aus dem BESS, die durch einen Entladevorgang in das öffentliche Netz eingespeist wird, um diese zu verkaufen, wird durch x_t^{rg} dargestellt. Schließlich stellt x_t^{gr} die Leistung aus dem öffentlichen Netz dar, die eingekauft wird, um das BESS aufzuladen.

In (3) wird die für die lokale Last bezogene gesamte Leistung aus den betrachten Energiequellen über eine Periode hinweg mit der lokalen Stromnachfrage gleichgesetzt. Hierbei treten Verluste durch die Umwandlung von DC zu AC auf (Wechselrichter); dies wird durch den Faktor η^{inv} berücksichtigt. Beim Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz entstehen für den Haushalt keine Umwandlungsverluste.

$$L_t = \eta^{\text{inv}} * \left(x_t^{\text{vl}} + x_t^{\text{rl}} \right) + x_t^{\text{gl}}$$
(3)

(4) besagt, dass die Leistung, die durch die PV-Anlage in einer Periode bereitgestellt wird, durch die lokale Stromnachfrage, die Batterie und das öffentliche Netz abgenommen wird.

$$V_t = x_t^{\rm vl} + x_t^{\rm vg} + x_t^{\rm vr} \tag{4}$$

(5) bezieht sich auf den Speicherstand des BESS (R_t^{SoC}) in Periode t. Es kommt zum Ausdruck, dass nicht mehr Energie aus dem BESS entnommen werden kann, als aktuell gespeichert ist. Außerdem kann nicht mehr Energie in dem BESS gespeichert werden, als noch an freier Restkapazität zur Verfügung steht (siehe (6)). Die aus dem BESS verwendete Energie muss außerdem hinsichtlich der Verluste bei der Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie bereinigt werden (Faktor η^{bat}). Zur Vereinfachung werden die Umwandlungsverluste bei der Batterie zusammenfassend beim Entladungsprozess berücksichtigt. Die Zeitspanne einer Periode wird hier mit Δt bezeichnet.

$$R_t^{\text{SoC}} \ge (x_t^{\text{rl}} + x_t^{\text{rg}}) * \Delta t \tag{5}$$

$$(R_t^{\max} - R_t^{\text{soc}}) \ge \eta^{\text{bat}} * \left(x_t^{\text{vr}} + \eta^{\text{inv}} * x_t^{\text{gr}}\right) * \Delta t \qquad (6)$$

Alle Leistungswerte sind nicht negativ (7).

$$x_{t}^{\text{vl}}, x_{t}^{\text{rl}}, x_{t}^{\text{gl}}, x_{t}^{\text{vg}}, x_{t}^{\text{vr}}, x_{t}^{\text{rg}}, x_{t}^{\text{gr}} \ge 0$$
(7)

Die Zusammenfassung aller Entscheidungsvariablen in Periode t sei durch x_t bezeichnet. Entscheidungen werden periodenbezogen in Abhängigkeit von dem aktuellen Systemzustand S_t unter Anwendung einer für die verfolgte Zielsetzung geeigneten Policy π getroffen:

$$x_t = X^{\pi}(S_t) \tag{8}$$

Die Entscheidung wird in einer entsprechenden Aktion umgesetzt. Hieraus resultiert ein Nutzenbeitrag in der aktuellen Periode und es folgen ggf. neue Informationen sowie ein veränderter Systemzustand zur nächsten Periode.

(9) zeigt die gesamte Degradation in einer Periode *t*, die sich aus der kalendarischen und der zyklischen Degradation in der Periode zusammensetzt. Für die kalendarische und zyklische Degradation sind in Abhängigkeit vom konkreten Batterietyp und den in Kapitel II erwähnten zentralen Einflussparametern entsprechende Funktionen festzulegen. Typische Degradationsverläufe werden in Abschnitt H veranschaulicht.

$$D_t^{\text{tot}} = D^{\text{cal}} (R_t^{\text{SoC}}, Temp_t, t) + D^{\text{cyc}} (DoC_t, M_{\text{SoC}_t}, C\text{-}Rate_t, E_t)$$
(9)

Die Zustandsvariable c_t^{Deg} repräsentiert den Kostenfaktor für die Batteriedegradation durch den Einsatz des BESS in einer Periode t. Der Kostenfaktor c_t^{Deg} ist eine entscheidende Größe für das SDP, um bewerten zu können, ob die anfallenden Kosten durch die Degradation in einer Periode größer sind als der ökonomische Nutzen durch die Benutzung des BESS. Diese Kosten sind abhängig von den Anschaffungskosten U des BESS und der Restkapazität C_t^{SOH} des BESS. Der Degradationsanteil (D_t^{tot}) führt dann zu den Kosten c_t^{Deg} , die diesbezüglich in Periode t anfallen. Für die konkrete Bestimmung des Wertverlustes der Batterie aufgrund Degradation ist von einem nicht-linearen Verlauf auszugehen, insofern zu Beginn und am Ende der Batterienutzungsdauer der Wertverlust höher ist als beim grob linearen Verlauf dazwischen.

$$c_t^{\text{Deg}} = f^{\text{Deg.Cost}}(D_t^{\text{tot}}, C_t^{\text{SoH}}, U)$$
(10)

C. Exogene Informationen

Bei exogenen Informationen handelt es sich um äußere, nicht kontrollierbare Faktoren, die in das Modell periodenbezogen eingebracht werden. Mit W_{t+1} werden die entsprechenden Informationen bezeichnet, welche zur Periode t+1 bekannt werden. Hier umfassen diese dynamischen exogenen Informationen die lokale Stromnachfrage, den Ertrag aus der PV-Anlage und die Börsenpreise.

D. Übergangsfunktionen (Transition)

Die Veränderungen des Systemzustandes von Periode t zu Periode t + 1 werden über Übergangsfunktionen abgebildet. Im Allgemeinen kann eine solche Übergangsfunktion zusammengefasst wie folgt formuliert werden:

$$S_{t+1} = S^M(S_t, x_t, W_{t+1})$$
(11)

Die Auswirkung der Degradation auf die Restkapazität des BESS ist in (12) dargestellt. Die frei verfügbare prozentuale Kapazität in Periode t + 1 (C_{t+1}^{SoH}) ergibt sich aus der frei verfügbaren prozentualen Kapazität der aktuellen Periode (C_t^{SoH}), geschmälert um die anfallende Degradation in Periode t.

$$C_{t+1}^{\text{SoH}} = C_t^{\text{SoH}} * (1 - D_t^{\text{tot}})$$
(12)

Die maximale noch verfügbare Kapazität in Ah in der nächsten Periode t + 1 des BESS (R_{t+1}^{\max}) ergibt sich aus dem Produkt der nominellen Anfangskapazität (C^{nom}) und der prozentualen Kapazität (C_t^{SOH}) in Periode t (siehe (13)).

$$R_{t+1}^{\max} = \mathcal{C}^{\operatorname{nom}} * \mathcal{C}_{t+1}^{\operatorname{SoH}}$$
(13)

In (14) ist dargestellt, wie sich der Speicherstand R_{t+1}^{SoC} des BESS verändert. Der Speicherstand in Periode t + 1 entspricht dem vorherigen Speicherstand zuzüglich der Energie durch Aufladeprozesse und abzüglich der Energiemengen durch die Entladeprozesse, bereinigt um die Verluste durch die Energieumwandlung.

$$R_{t+1}^{\text{SoC}} = R_t^{\text{SoC}} + (\eta^{\text{bat}} * (\eta^{\text{inv}} * x_t^{\text{gr}} + x_t^{\text{vr}}) - x_t^{\text{rg}} - x_t^{\text{rl}}) * \Delta t$$
⁽¹⁴⁾

In (15) bis (17) sind die für die Folgeperiode realisierten Entwicklungen der Stromnachfrage, des Ertrages aus der PV-Anlage und des Börsenpreises abgebildet.

$$L_{t+1} = f_{t,t+1}^{\rm L}(W_{t+1}) \tag{15}$$

$$V_{t+1} = f_{t,t+1}^{V}(W_{t+1}) \tag{16}$$

$$p_{t+1}^{\text{exchange}} = f_{t,t+1}^{\text{p}}(W_{t+1})$$
(17)

E. Zielfunktion

Das grundsätzliche Ziel ist die Maximierung des Gesamtnutzens über alle Perioden. Wenn man den unmittelbaren Nutzen einer Entscheidung in Periode t über eine Funktion C repräsentiert (Contribution), dann ergibt sich das Ziel, als Entscheidungsverfahren eine Policy π zu ermitteln (was in der Regel nicht analytisch sondern nur simulativ erfolgen kann), welche den erwarteten Gesamtnutzen über den Planungshorizont maximiert:

$$\max_{\pi} \mathbb{E}\left\{\sum_{t=0,\dots,T} C\left(S_t, x_t = X^{\pi}(S_t)\right) | S_0\right\}$$
(18)

Die periodenbezogene Nutzenfunktion ist in (19) dargestellt. Diese berechnet den Profit in einer Periode t. Der Erlös resultiert aus dem Verkauf von Energie ins öffentliche Netz. Die Kosten setzen sich aus den Einkaufskosten für Strom aus dem Netz und den Kosten des BESS zusammen. Die Kosten c_t^{Deg} geben Auskunft darüber, wie hoch der Wertverlust der Batterie in Periode t in Abhängigkeit der verwendeten Batterieleistung ist. Die Preise p_t^{exchange} und c_t^{grid} sind Bestandteile des Zustandsvektors S_t (siehe oben). Unter Berücksichtigung der Degenerationskosten c_t^{Deg} und der Preise p_t^{exchange} und c_t^{grid} ist zu bestimmen, wie das BESS ökonomisch vorteilhaft eingesetzt werden kann.

$$C(S_t, x_t) = (x_t^{\text{vg}} + x_t^{\text{rg}}) * \eta^{\text{inv}} * p_t^{\text{exchange}}$$

$$- (x_t^{\text{gl}} + x_t^{\text{gr}}) * c_t^{\text{grid}} - c_t^{\text{Deg}}$$

$$(19)$$

F. Unsicherheiten

Die hier betrachteten Unsicherheiten beziehen sich auf den erzeugten PV-Strom, die lokale Stromnachfrage sowie den Preis an der Strombörse in zukünftigen Perioden. Hierbei kann davon ausgegangen werden, dass sich die Unsicherheiten mit der Reichweite des Blicks in die Zukunft bei gleichbleibender Periodengranularität verstärken, während für direkt anschließende Perioden oder für gröbere Zeitblöcke gegebenenfalls eine höhere Prognosegüte erreichbar ist.

Für eine ausführliche Übersicht zu Beiträgen, die sich mit der Ermittlung des voraussichtlichen Ertrags von PV-Anlagen beschäftigen, sei auf [43] verwiesen. Als unsichere Einflussfaktoren gelten insbesondere die Strahlungsintensität durch die Sonne, Temperatur, Wolkenbildungen, Leistung der PV-Anlage und Luftfeuchtigkeit. Man kann zwischen physikalischen, statistischen und hybriden Modellen unterscheiden, wobei statistische Modelle am häufigsten verwendet werden [43]. Eine neuere Literaturübersicht zur Vorhersage des PV-Ertrags findet sich in [44]. Wolkenbildungen und hohe Temperaturen beeinträchtigen den PV-Ertrag und sind je nach Zeithorizont nur in Grenzen vorhersagbar, allerdings können längerfristige Muster berücksichtigt werden. So schwankt die Sonneneinstrahlung je nach Region im Jahresverlauf in einem typischen Muster. ABBILDUNG 2 veranschaulicht beispielhaft das vieljährige Mittel und die monatliche Durchschnittssonnenscheindauer von August 2023 bis August 2024 in Deutschland [45].

Bezüglich der Vorhersage des Energieverbrauchs im Wohnsektor wird in [46] zwischen einer Top-down- und einer Bottom-up-Vorgehensweise unterschieden. Beim Top-down-Ansatz werden bei der Prognose des Energieverbrauchs unsichere Einflussvariablen wie der Strompreis, das



ABBILDUNG 2: BEISPIEL FÜR DIE MITTLERE SONNENSCHEINDAUER IM JAHRESVERLAUF IN DEUTSCHLAND.

Einkommen und das regionale Klima berücksichtigt. Nachteilig ist, dass dabei technologische Durchbrüche und schwierig vorhersehbare Energieengpässe nicht adäquat beachtet werden. Dies wiederum wird bei einem Bottom-up-Ansatz berücksichtigt; des Weiteren ist das vielfältige Benutzerverhalten eine wichtige Einflussvariable bei diesem Ansatz. Daher wird in [46] empfohlen, bei der Bestimmung des Energiebedarfs beide Ansätze anzuwenden. Hinsichtlich der Vorhersage der lokalen Last von privaten Haushalten wird in [47] angeführt, dass sich Unsicherheiten im Zusammenhang mit nicht-linearen Preisgestaltungen und der Heterogenität der Preissensitivität der Haushalte ergeben. Um adäquate Vorhersagen zur Stromnachfrage treffen zu können, ist zwischen verschiedenen Typen von Haushalten zu unterscheiden.

Der volatile Börsenpreis für Strom resultiert aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage, die beide mit Unsicherheiten verbunden sind. Für bestimmte Vorausschauhorizonte ist je nach Marktzugang von fixierten Preisen auszugehen, während darüber hinaus Prognosen erforderlich sind. Beispielsweise sind beim Day-Ahead-Markt der Strombörse EPEX SPOT ab Mittag eines Tages für den jeweiligen Folgetag stündliche Strompreise gesichert verfügbar, während beim Intraday-Markt Preise laufend neu fixiert werden. Der in ABBILDUNG 3 dargestellte beispielhafte Preisverlauf (EPEX SPOT Intraday-Börsenpreis vom 04.09.2024 für Market Area DE-LU [48]) zeigt das Potenzial einer zielgerichteten Planung des Strombezugs bzw. Stromverkaufs, wobei ein BESS-Einsatz effektiv dabei unterstützen kann, zu Zeiten mit hohen Preisen weniger Strom einzukaufen bzw. dann Strom eher zu verkaufen.

Die aufwendige Prognose von Strompreisen wird in [49] näher thematisiert. Die entsprechende Stromnachfrage kann in



Abbildung 3: Beispiel für den Intraday Börsenpreis an Der Strombörse epex spot am 03.09.2024.

Abhängigkeit von typischen Verbrauchsdaten zusammenfassend noch relativ gut geschätzt werden. Das volatilen Angebot ist dagegen von regenerativen Energiequellen abhängig (mit vielfältigen unsicheren Faktoren wie der Sonneneinstrahlung, der Windgeschwindigkeit, der Temperatur und dem Niederschlag). Zusätzlich müssen Brennstoffkosten für den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken berücksichtigt werden, die bei Engpässen maßgeblich den Börsenpreis bestimmen. Insbesondere wird auf die Auswirkung der Saisonalität bei der Prognose des Börsenpreises hingewiesen. So können das Angebot und die Nachfrage nach Strom täglich, wöchentlich, monatlich und jährlich stark variieren. Die bisher eingesetzten Methoden zur Vorhersage reichen von Multi-Agenten-Modellen über statistische Modelle zu Modellen der Künstlichen Intelligenz [49].

G. Entwurf und Analyse von Policies

Es gibt eine Vielzahl an denkbaren Policies (Entscheidungsverfahren), die bestimmen, wie im Rahmen des hier betrachteten SDP je Periode die anliegenden Entscheidungen getroffen werden. Die Eignung einer Policy ist abhängig vom Anwendungsszenario und hierbei insbesondere von den betrachteten Unsicherheiten, wobei zur Verfahrensbeurteilung in der Regel szenariobezogene simulative Analysen notwendig sind. Beispielsweise sei hier auf ein in [50] betrachtetes Energiespeicherproblem mit Abwandlungen verwiesen. Die dort betrachteten Varianten unterscheiden sich in der Art der Variabilität der Lasten, der erzeugten Energie aus regenerativen Quellen und in der Genauigkeit der Prognosen. In [50] werden vier Policies konzipiert, die auf jede Variante angewendet werden, wobei sich gezeigt hat, dass je Variante andere Policies am besten abschneiden. Somit kann festgehalten werden, dass bereits leichte Abwandlungen des Problems und der Art der Unsicherheiten dazu führen können, dass eine andere Policy vorzugswürdig ist. Offen bleibt, welche Policy zu einem guten Ergebnis bei der hier beschriebenen Problemstellung führt.

H. Degradationsverläufe bei Berücksichtigung der Restkapazität

Um die in diesem Beitrag betrachtete Problematik zu veranschaulichen, zeigen ABBILDUNG 4 und ABBILDUNG 5 zwei exemplarische zyklische kumulierte Degradationsverläufe einer Batterie unter der Annahme, dass der Einfluss der sinkenden Restkapazität berücksichtigt wird. Diese numerisch ermittelten Verläufe werden einer konstanten Degradation (dunkelblau) gegenübergestellt, bei der die Höhe der Degradation in jedem Jahr stets der aus dem ersten Jahr entspricht. Damit wird der bei einem angenommenen linearen Degradationsverlauf nicht berücksichtigte Degradationseffekt aufgezeigt. In beiden Abbildungen werden in jedem Jahr konstant 250 Zyklen durchgeführt und die Degradation wird jahresbezogen berechnet, wobei der zugrundeliegende M_{SoC} 0,5 beträgt. ABBILDUNG 4 zeigt eine steigende zyklische Degradation (pink), weil bei konstantem Energiedurchsatz je Zyklus die Restkapazität von Jahr zu Jahr sinkt und somit der DoC wächst. Der DoC beträgt in dieser Abbildung 0,5. In ABBILDUNG 5 ist der Fall einer sich abflachenden Degradation bei einem DoC von 1 gezeigt. Die zyklische Degradation je Jahr sinkt hier mit jedem weiteren Jahr, weshalb die kumulierte zyklische Degradation (grün) einen abflachenden Verlauf hat. Dieser Effekt tritt bei Berücksichtigung einer sinkenden Restkapazität bei einem DoC von 1 auf, wenn die Zyklenanzahl konstant gehalten wird und der



ABBILDUNG 4: STEIGENDE ZYKLISCHE DEGRADATION.





Energiedurchsatz je Zyklus aufgrund der sinkenden Restkapazität abnimmt. Der zu erbringende Energiebedarf kann in diesem Fall nicht mehr geleistet werden. Aus beiden Abbildungen wird ersichtlich, dass sich bei der zyklischen Degradation der Unterschied bei Berücksichtigung der Restkapazität mehr auswirkt, je höher der absolvierte Energiedurchsatz der Batterie ist.

Die ABBILDUNG 6 zeigt die zyklische (Deg. (zykl.)), kalendarische (Deg. (kal.) und gesamte kumulierte Degradation (Deg. (gesamt)) bei einem M_{SoC} von 0,5. Bei der zyklischen Degradation (pink) handelt es sich um die gleiche wie in ABBILDUNG 4 (die Annahmen bezüglich des DoC, des Energiebedarfs und der Zyklenanzahl je Jahr gelten hier entsprechend). Zusätzlich ist der Verlauf der kumulierten kalendarischen Degradation (blau) hinzugefügt und die Gesamtdegradation (schwarz) dargestellt worden. Die Gesamtdegradation ergibt sich aus der Summe der kumulierten kalendarischen und zyklischen Degradation je Jahr. In diesem Beispiel sind die Auswirkungen der



ABBILDUNG 6: KALENDARISCHE UND STEIGENDE ZYKLISCHE DEGRADATION.



ABBILDUNG 7: KALENDARISCHE UND ABFALLENDE ZYKLISCHE DEGRADATION.

kumulierten kalendarischen Degradation zu Beginn größer als die der zyklischen und werden erst in Jahr 22 eingeholt. In Jahr 20 wird hier eine Gesamtdegradation von ca. 20 % erreicht.

Bei der zyklischen Degradation (grün) aus ABBILDUNG 7 handelt es sich um die aus ABBILDUNG 5, ergänzt um die kalendarische Degradation (blau) aus ABBILDUNG 6. Die Gesamtdegradation (schwarz) resultiert aus der Summe dieser zwei Graphen. Die Annahmen zu der Zyklenanzahl, dem Energiebedarf, dem M_{SoC} und dem Energiedurchsatz gelten hier entsprechend. In jedem Jahr gilt folglich DoC = 1. Es ist zu erkennen, dass in diesem Beispiel die kumulierte zyklische Degradation die der kumulierten kalendarischen Degradation bereits im dritten Jahr erreicht. Eine Gesamtdegradation von 20 % wird hier im elften Jahr erreicht.

Die ABBILDUNG 8 zeigt die zyklische kumulierte Degradation für verschiedene Anfangswerte des DoC, der aufgrund der sinkenden Restkapazität steigt. Es wird angenommen, dass der MSOC für jeden Graphen 0,5 beträgt. Der Energiedurchsatz eines jeden Graphen korrespondiert mit dem anfangs festgelegten DoC (siehe Legende) und bleibt bis zu einem DoC von 1 konstant. Wenn ein DoC von 1 erreicht wird, können entweder mehr Zyklen pro Jahr erbracht werden, um den Energiebedarf abzudecken, oder die Zyklenanzahl bleibt konstant und der abgedeckte Energiebedarf sinkt in jedem weiteren Jahr und somit auch die Degradation. In ABBILDUNG 8 liegt die Annahme zugrunde, dass die Zyklenanzahl konstant ist und somit der zu erbringende Energiebedarf und der Energiedurchsatz sinken, wenn mehr Energiedurchsatz je Zyklus erbracht werden muss, als es die verbleibende Restkapazität zulässt. Die Zyklenanzahl beträgt in jedem Jahr exakt 250. Der Übergang von steigender Degradation und sinkender Degradation (thematisiert in ABBILDUNG 4 und ABBILDUNG 5) unter genannter Annahme



ABBILDUNG 8: VERLAUF ZYKLISCHE DEGRADATIONEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN KONSTANTEN ENERGIEANFORDERUNGEN.



ABBILDUNG 9: ZYKLISCHE DEGRADATION BEI UNTERSCHIEDLICHEN MITTLEREN SPEICHERSTÄNDEN.

ist an den Wendepunkten der Graphen zu erkennen. Weil in jedem Jahr die Zyklenanzahl 250 beträgt, werden im 16. Jahr 4000 Zyklen erreicht. Für den Graphen (DoC = 1) beträgt die kumulierte zyklische Degradation in diesem Beispiel 14,5 %.

Die ABBILDUNG 9 zeigt kumulierte zyklische Degradationsverläufe für einen DoC von 0,2. Beide Graphen unterscheiden sich lediglich in dem M_{SoC} . Bei der roten Kurve beträgt der M_{SoC} 0,8 und bei der blauen 0,5. Es ist zu erkennen, dass bei gleichbleibendem DoC eine erhöhte Degradation eintritt, je höher der M_{SoC} ist.

IV. FAZIT UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurde eine Forschungslücke bezüglich der Berücksichtigung der Degradation von Lithiumionen-Batterien bei der Dimensionierung und Betriebsführung von BESS hergeleitet und die Grundlage für ein stochastisches sequenzielles Entscheidungsmodell vorgestellt, welches Degradationskosten und Unsicherheiten berücksichtigt. Diverse Parameter - wie der SoC, die Temperatur und die C-Rate - beeinflussen die Degradation mit einer schwierig zu bestimmenden Effektgröße. Dementsprechend werden in der Literatur verschiedene Ansätze diskutiert, nicht-lineare Degradationseffekte zu beschreiben und die Batteriedegradation in einem Optimierungsmodell ZU integrieren. Einerseits werden nicht-lineare Degradationseffekte durch Annahmen vereinfacht und resultierende Modelle durch lineare Optimierungsansätze gelöst. Andererseits werden heuristische und simulationsbasierte Ansätze verfolgt, um die Degradation realitätsbezogen einzubinden. Allerdings werden Effekte einer abnehmenden Restkapazität auf die Degradation in der Literatur bislang unzureichend beachtet. Hierbei geht es insbesondere darum, dass eine gleichbleibende Belastung des BESS bei reduzierter verfügbarer Restkapazität der Batterie zu einer erhöhten zyklischen Degradation führt. Des Weiteren ist die kalendarische Degradation bei der in Wechselwirkung zueinanderstehenden Betriebsführung und Dimensionierung des BESS zu beachten.

Im Zusammenhang mit der ausstehenden Entwicklung und Analyse von Policies für das hier beschriebene SDP-Basismodell ergeben sich weitere Schritte, um die nichtlineare Degradation des BESS adäquat zu integrieren. Dabei ist die Restkapazität bei der zyklischen Degradation zu berücksichtigen, um einen Anstieg der Degradation bei bereits gealterten Batterien einzubeziehen. Durch Rechenexperimente kann für verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten jeweils eine geeignete Dimensionierung ermittelt werden, wobei die Unsicherheiten näher zu beleuchten und hiervon abhängig geeignete Policies zu entwickeln sind. Ein auf Autarkie ausgerichtetes Szenario umfasst dabei in einem Microgrid eine PV-Anlage und das BESS ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz, während in einem alternativen Szenario eine solche Verbindung vorliegt. Ein Szenario, das einen Haushalt ohne BESS darstellt und seinen Strombedarf nur über die PV-Anlage und das öffentliche Netz decken kann, kann dabei als Referenz dienen.

DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird durch dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr gefördert (Projekt CoupleIT! – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes). dtec.bw wird von der Europäischen Union – NextGenerationEU finanziert.

LITERATUR

- A. Jäger-Waldau, I. Kougias, N. Taylor, und C. Thiel, "How photovoltaics can contribute to GHG emission reductions of 55% in the EU by 2030", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 126, S. 109836, Juli 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109836.
- [2] K. Saidi und A. Omri, "The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energyconsuming countries", *Environmental Research*, Bd. 186, S. 109567, Juli 2020, doi: 10.1016/j.envres.2020.109567.
- [3] V. Bertsch, J. Geldermann, und T. Lühn, "What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and selfsufficiency?", *Applied Energy*, Bd. 204, S. 1–15, Okt. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.055.
- [4] Y. Liu, C. Liu, Y. Liu, F. Sun, J. Qiao, und T. Xu, "Review on degradation mechanism and health state estimation methods of lithium-ion batteries", *Journal of Traffic and Transportation Engineering (English Edition)*, Bd. 10, Nr. 4, S. 578–610, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.jtte.2023.06.001.
- [5] T. S. Le, T. N. Nguyen, D.-K. Bui, und T. D. Ngo, "Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage", *Applied Energy*, Bd. 336, S. 120817, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120817.
- [6] J. S. Edge *u. a.*, "Lithium ion battery degradation: what you need to know", *Phys. Chem. Chem. Phys.*, Bd. 23, Nr. 14, S. 8200–8221, 2021, doi: 10.1039/D1CP00359C.
- [7] I. Laresgoiti, S. Käbitz, M. Ecker, und D. U. Sauer, "Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture", *Journal of Power Sources*, Bd. 300, S. 112–122, Dez. 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.09.033.
- [8] L. von Kolzenberg, J. Stadler, J. Fath, M. Ecker, B. Horstmann, und A. Latz, "A four parameter model for the solid-electrolyte interphase to predict battery aging during operation", *Journal of Power Sources*, Bd. 539, S. 231560, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.jpowsour.2022.231560.
- [9] D. Ansean u. a., "Lithium-Ion Battery Degradation Indicators Via Incremental Capacity Analysis", *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, Bd. 55, Nr. 3, S. 2992–3002, Mai 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2891213.
- [10] E. S. Zsoldos, D. T. Thompson, W. Black, S. M. Azam, und J. R. Dahn, "The Operation Window of Lithium Iron Phosphate/Graphite Cells Affects their Lifetime", *J. Electrochem. Soc.*, Bd. 171, Nr. 8, S. 080527, Aug. 2024, doi: 10.1149/1945-7111/ad6cbd.
- [11] Q. Bao, W. Qin, und Z. Yun, "A Multi-Stage Adaptive Method for Remaining Useful Life Prediction of Lithium-Ion Batteries Based on Swarm Intelligence Optimization", *Batteries*, Bd. 9, Nr. 4, S. 224, Apr. 2023, doi: 10.3390/batteries9040224.
- [12] L.-H. Ye, S.-J. Chen, Y.-F. Shi, D.-H. Peng, und A.-P. Shi, "Remaining useful life prediction of lithium-ion battery based on chaotic particle swarm optimization and particle filter", *International Journal of Electrochemical Science*, Bd. 18, Nr. 5, S. 100122, Mai 2023, doi: 10.1016/j.ijoes.2023.100122.
- [13] F. Alhaider, T. Klein, und S. Gerhard, "A Simplified Methodology to Quickly Build a Degradation Prediction Model for Lithium-Ion
- [30] R. Khezri, D. Steen, E. Wikner, und L. A. Tuan, "Optimal V2G Scheduling of an EV with Calendar and Cycle Aging of Battery: An

Batteries", in *NEIS Conference*, D. Schulz, Hrsg., Hamburg: VDE Verlag, 2019, S. 156–163. [Online]. Verfügbar unter: https://ieeexplore.ieee.org/document/8669467

- [14] P. Keil u. a., "Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries: I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade", J. Electrochem. Soc., Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, 2016, doi: 10.1149/2.0411609jes.
- [15] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, und D. S. Kirschen, "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment", *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 9, Nr. 2, S. 1131–1140, März 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [16] A. Das, D. Wu, B. A. Bhatti, und M. Kamaludeen, "Approximate Dynamic Programming With Enhanced Off-Policy Learning for Coordinating Distributed Energy Resources", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Bd. 15, Nr. 3, S. 1614–1626, Juli 2024, doi: 10.1109/TSTE.2024.3361674.
- [17] H. Zhang, G. Zhang, M. Zhao, und Y. Liu, "Load Forecasting-Based Learning System for Energy Management With Battery Degradation Estimation: A Deep Reinforcement Learning Approach", *IEEE Trans. Consumer Electron.*, Bd. 70, Nr. 1, S. 2342–2352, Feb. 2024, doi: 10.1109/TCE.2024.3371568.
- [18] W. C. S. Amorim, A. F. Cupertino, H. A. Pereira, und V. F. Mendes, "On sizing of battery energy storage systems for PV plants power smoothing", *Electric Power Systems Research*, Bd. 229, S. 110114, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110114.
- [19] M. Shabani, M. Shabani, F. Wallin, E. Dahlquist, und J. Yan, "Smart and optimization-based operation scheduling strategies for maximizing battery profitability and longevity in grid-connected application", *Energy Conversion and Management: X*, Bd. 21, S. 100519, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ecmx.2023.100519.
- [20] P. V. H. Seger, R. Rigo-Mariani, P.-X. Thivel, und D. Riu, "A storage degradation model of Li-ion batteries to integrate ageing effects in the optimal management and design of an isolated microgrid", *Applied Energy*, Bd. 333, S. 120584, März 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120584.
- [21] S. Weng u. a., "Battery capacity design and optimal operation control of photovoltaic-battery system considering electrochemical aging", *Journal of Energy Storage*, Bd. 79, S. 110103, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.110103.
- [22] C. Zhao und X. Li, "Microgrid Optimal Energy Scheduling Considering Neural Network Based Battery Degradation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 39, Nr. 1, S. 1594–1606, Jan. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3239113.
- [23] A. Maheshwari, N. G. Paterakis, M. Santarelli, und M. Gibescu, "Optimizing the operation of energy storage using a non-linear lithium-ion battery degradation model", *Applied Energy*, Bd. 261, S. 114360, März 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114360.
- [24] A. Grimaldi, F. D. Minuto, J. Brouwer, und A. Lanzini, "Profitability of energy arbitrage net profit for grid-scale battery energy storage considering dynamic efficiency and degradation using a linear, mixedinteger linear, and mixed-integer non-linear optimization approach", *Journal of Energy Storage*, Bd. 95, S. 112380, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112380.
- [25] W. Xian, B. Long, M. Li, und H. Wang, "Prognostics of Lithium-Ion Batteries Based on the Verhulst Model, Particle Swarm Optimization and Particle Filter", *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, Bd. 63, Nr. 1, S. 2– 17, Jan. 2014, doi: 10.1109/TIM.2013.2276473.
- [26] M. Amini, M. H. Nazari, und S. H. Hosseinian, "Optimal energy management of battery with high wind energy penetration: A comprehensive linear battery degradation cost model", *Sustainable Cities and Society*, Bd. 93, S. 104492, Juni 2023, doi: 10.1016/j.scs.2023.104492.
- [27] M. Rezeeimozafar, E. Barrett, R. F. D. Monaghan, und M. Duffy, "A stochastic method for behind-the-meter PV-battery energy storage systems sizing with degradation minimization by limiting battery cycling", *Journal of Energy Storage*, Bd. 86, S. 111199, Mai 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111199.
- [28] A. Nawaz, J. Wu, J. Ye, Y. Dong, und C. Long, "Distributed MPCbased energy scheduling for islanded multi-microgrid considering battery degradation and cyclic life deterioration", *Applied Energy*, Bd. 329, S. 120168, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120168.
- N. Collath, M. Cornejo, V. Engwerth, H. Hesse, und A. Jossen, "Increasing the lifetime profitability of battery energy storage systems through aging aware operation", *Applied Energy*, Bd. 348, S. 121531, Okt. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121531.
 MILP Approach", *IEEE Trans. Transp. Electrific.*, S. 1–1, 2024, doi: 10.1109/TTE.2024.3384293.

- [31] J. S. Nirbheram, A. Mahesh, und A. Bhimaraju, "Techno-economic optimization of standalone photovoltaic-wind turbine-battery energy storage system hybrid energy system considering the degradation of the components", *Renewable Energy*, Bd. 222, S. 119918, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2023.119918.
- [32] Y. Wan, D. Gebbran, R. K. Subroto, und T. Dragičević, "Optimal Day-Ahead Scheduling of Fast EV Charging Station With Multi-Stage Battery Degradation Model", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Bd. 39, Nr. 2, S. 872–883, Juni 2024, doi: 10.1109/TEC.2023.3335661.
- [33] S. Ghadimi und W. B. Powell, "Stochastic search for a parametric cost function approximation: Energy storage with rolling forecasts", *European Journal of Operational Research*, Bd. 312, Nr. 2, S. 641– 652, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ejor.2023.08.003.
- [34] J. Lee und S. Kwon, "Supervised Optimization Framework for Charging and Discharging Controls of Battery Energy Storage", *IEEE Trans. Smart Grid*, S. 1–1, 2024, doi: 10.1109/TSG.2024.3416369.
- [35] J. Despeghel, J. Tant, und J. Driesen, "Convex optimization of PVbattery system sizing and operation with non-linear loss models", *Applied Energy*, Bd. 353, S. 121976, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121976.
- [36] Y.-B. Zhao, X.-J. Dong, J.-N. Shen, und Y.-J. He, "Simultaneous sizing and scheduling optimization for PV-wind-battery hybrid systems with a modified battery lifetime model: A high-resolution analysis in China", *Applied Energy*, Bd. 360, S. 122812, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122812.
- [37] F. Adegbohun, A. Von Jouanne, E. Agamloh, und A. Yokochi, "A Review of Bidirectional Charging Grid Support Applications and Battery Degradation Considerations", *Energies*, Bd. 17, Nr. 6, S. 1320, März 2024, doi: 10.3390/en17061320.
- [38] Y. Zhou, "Sustainable energy sharing districts with electrochemical battery degradation in design, planning, operation and multi-objective optimisation", *Renewable Energy*, Bd. 202, S. 1324–1341, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.12.026.
- [39] Y. Zhang, T. Ma, und H. Yang, "A review on capacity sizing and operation strategy of grid-connected photovoltaic battery systems", *Energy and Built Environment*, Bd. 5, Nr. 4, S. 500–516, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.enbenv.2023.04.001.
- [40] P. L. C. García-Miguel, J. Alonso-Martínez, S. Arnaltes Gómez, M. García Plaza, und A. P. Asensio, "A Review on the Degradation

Implementation for the Operation of Battery Energy Storage Systems", *Batteries*, Bd. 8, Nr. 9, S. 110, Sep. 2022, doi: 10.3390/batteries8090110.

- [41] W. B. Powell, Sequential Decision Analytics and Modeling: Modeling with Python. Norwell, MA: Now Publishers, 2022.
- [42] W. B. Powell, Reinforcement Learning and Stochastic Optimization: A Unified Framework for Sequential Decisions. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2022.
- [43] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison, und F. Antonanzas-Torres, "Review of photovoltaic power forecasting", *Solar Energy*, Bd. 136, S. 78–111, Okt. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.069.
- [44] K. J. Iheanetu, "Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review", Sustainability, Bd. 14, Nr. 24, S. 17005, Dez. 2022, doi: 10.3390/su142417005.
- [45] DWD (Der Deutsche Wetterdienst), "Durchschnittliche Sonnenscheindauer pro Monat in Deutschland von August 2023 bis August 2024".
- [46] L. G. Swan und V. I. Ugursal, "Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 13, Nr. 8, S. 1819–1835, Okt. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.09.033.
- [47] P. C. Reiss und M. W. White, "Household Electricity Demand, Revisited", *Rev Econ Studies*, Bd. 72, Nr. 3, S. 853–883, Juli 2005, doi: 10.1111/0034-6527.00354.
- [48] EPEX SPOT SE, "Auction > Intraday > SIDC IDA1 > AT > 04 September 2024". Zugegriffen: 4. September 2024. Verfügbar unter: https://www.epexspot.com/en/marketdata?market_area=AT&auction=IDA1&trading_date=2024-09-03&delivery_date=2024-09-04&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=Intraday &technology=&data_mode=graph&period=&production_period=
- [49] R. Weron, "Electricity price forecasting: A review of the state-of-theart with a look into the future", *International Journal of Forecasting*, Bd. 30, Nr. 4, S. 1030–1081, Okt. 2014, doi: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
- [50] W. B. Powell und S. Meisel, "Tutorial on Stochastic Optimization in Energy—Part II: An Energy Storage Illustration", *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 31, Nr. 2, S. 1468–1475, März 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2424980.

Towards Distributed Network Security Monitoring in Smart Microgrids

Heiko Bornholdt*, Mathias Fischer *Computer Networks University of Hamburg* Hamburg, Germany *heiko.bornholdt@uni-hamburg.de

Abstract - The transition of power grids towards open, dynamic, and automated systems requires advanced network security monitoring approaches that comprehensively address emerging threats. These threats can range from targeted attacks on control systems to large-scale disruptions of critical energy infrastructure. The consequences of such attacks can be severe, leading to power outages, compromised energy supply stability, and threats to public safety. This concept paper proposes a decentralized network security monitoring approach designed explicitly for networked microgrids. Our solution monitors microgrids regarding communication networks and power infrastructure, combining information from all microgrid subsystems to detect threats early and automatically initiate countermeasures (e.g., isolating or shutting down the subsystem causing the attack). Furthermore, our approach facilitates the sharing of threat intelligence among microgrids, enhancing the resilience of individual microgrids and the overall power grid.

I. INTRODUCTION

The ongoing evolution of power grids, driven by increasing participation and the need for more automation and advanced management, presents both opportunities for enhancing efficiency and significant challenges concerning grid availability and security.

As power grids transform from traditionally closed, static systems with a few large electricity providers into open, dynamic, and automated infrastructures, they integrate numerous decentralized energy sources, prosumers (entities that consume and produce energy), microgrids, and intelligent control technologies. Formerly isolated, these systems are becoming increasingly networked. Operators rely more on standard hardware and software, cloud services, and external services to reduce costs, further contributing to these infrastructures' complexity and potential vulnerability. While this shift enhances flexibility and efficiency, it also increases the attack surface, making these systems more vulnerable to cyber threats and disruptions [1]. Security monitoring refers to continuous observation and analysis to detect suspicious behavior or unauthorized changes in the system.

Our solution monitors microgrids comprehensively, covering communication networks and power infrastructure. It integrates passive and active sensors and actuators (e.g., relays) to detect, assess, treat, and mitigate security vulnerabilities and complex cyberattacks. It combines diverse information from various subsystems within a microgrid to detect threats with a higher accuracy at an early stage and automatically initiate countermeasures. The approach also supports the application of AI for the automatic detection, Edgar Diego Gomez Anccas, Detlef Schulz Chair of Electrical Power Systems Helmut Schmidt University/University of the Bundeswehr Hamburg, Germany

prediction, and evaluation of attacks. By leveraging distributed security analytics, our approach enables a robust defense against threats originating from external sources and within the microgrid while protecting the monitoring infrastructure from compromise. It also includes self-healing and reconfiguration capabilities, allowing the system to reconfigure itself in response to detected attacks. Once a successful attack on a microgrid component has been identified, repeating the same attack becomes impossible as the system patches the exploited vulnerabilities autonomously.

Furthermore, sharing security monitoring information across microgrids enhances the overall system's ability to detect and respond dynamically to emerging security threats and anomalies, thereby increasing resilience and reliability. The platform applies threat intelligence by sharing tactics, techniques, and procedures as well as complete cases (concrete attack scenarios) with other microgrids. This collaborative approach helps to create a more scalable, robust, and adaptable defense, ensuring that both individual microgrids and the broader power grid are better protected against increasingly sophisticated cyber threats.

In the remainder of the paper, Section II summarizes the requirements to secure networked smart microgrids. Section III describes our approach, and Section IV discusses the planned evaluation of our approach. Section V briefly states the challenges and opportunities of the presented approach.

II. **REQUIREMENTS**

The following defines the requirements for a distributed network security monitoring system in smart microgrids within modern power grids [2].

Accuracy: The system must achieve high accuracy in detecting and responding to anomalies, ensuring all relevant events are captured while minimizing false positives to support reliable microgrid operations.

Scalability: The system must be scalable to handle a growing number of devices and data, both within individual microgrids and across multiple interconnected microgrids, ensuring efficient operation as infrastructure expands.

Efficiency: The system must be highly efficient to operate effectively on resource-constrained devices and environments, avoiding the need for additional costly or energy-intensive hardware.

Self-configuration: The system must support selfconfiguration capabilities to minimize manual intervention and reduce the risk of misconfigurations, ensuring ease of deployment and reliable operation.

Resilience: The system must be resilient, avoiding new vulnerabilities while withstanding attacks as long as possible, and providing graceful degradation in the face of failures or compromises.

Data sharing: The system must facilitate data sharing, including threat intelligence and detailed attack data, with external entities and other critical infrastructures to support an effective early-warning system.

III. SYSTEM ARCHITECTURE

Our system secures smart, connected microgrids by integrating security monitoring, threat intelligence, and automated countermeasures to achieve situational awareness and efficiently counter targeted attacks. Below, we present an overview of our envisioned solution, consisting of a microgrid and a microgrid monitoring system, with the architecture summarized in FIGURE 1. Our approach is inspired by the holistic method presented in [3] to enhance critical infrastructure security, which we have adapted specifically for use in microgrids. We assume that external and internal contexts, such as asset inventory and process definitions, are already given and that threat intelligence is available from other microgrids.

The microgrid consists of several key components:

First-level controllers: These controllers manage individual energy components, such as energy generation sources, loads, and storage systems, through localized real-time control and monitoring. They ensure the efficient operation of their respective components within the microgrid.

Second-level controller: This controller serves as the energy management system, orchestrating the microgrid by collecting data from first-level controllers and smart meters while issuing commands to optimize grid performance for specific goals such as efficiency, reliability, or sustainability. This controller ensures coordinated operation by balancing supply and demand, managing energy flows, and maintaining overall stability. **Communication network:** This network ensures realtime data exchange and coordination across the microgrid's components. It connects first- and second-level controllers, smart meters, and other systems to enable efficient operation and monitoring. The communications network is linked to an Internet gateway with a firewall, which provides secure external connectivity and facilitates the data flow between the microgrid and external systems.

Point of common coupling: This is the connection point between a microgrid and the main power grid. It allows the microgrid to operate in grid-connected or island mode, enabling seamless integration or isolation as needed for stability and flexibility.

Our microgrid monitoring approach utilizes various monitoring components within each subsystem to identify vulnerabilities, detect attacks, and locate misconfiguration. These components include both network and subsystem sensors. Network sensors capture traffic at network interfaces, analyzing packets by, e.g., reconstructing TCP streams and decoding protocols, which generates protocol data units for further processing [4]. A policy engine then analyzes this data, which can make real-time decisions. Sometimes, a rulematching engine is used for faster processing, though it sacrifices some flexibility. The core function of a sensor is to translate raw data into structured events for downstream analysis. For real-time applications, co-locating the policy engine with the sensor is advantageous, whereas separating the policy engine provides greater flexibility for batch analysis. Our approach utilizes data pipelines for near-real-time processing and supports event-driven sensor reconfiguration when needed. The main components of the microgrid monitoring system are:

Security data fabric: The fabric serves as the central hub for managing and analyzing security data across the microgrid. It collects, standardizes, and processes data from various sources, ensuring its reliability and consistency. This enables real-time monitoring and provides a unified view for effective security analysis and threat detection.



FIGURE 1: ARCHITECTURE OF DISTRIBUTED NETWORK SECURITY MONITORING IN SMART MICROGRIDS.
Security analysis: Security analysis is the core function of the security data fabric. It evaluates the data to identify vulnerabilities and detect emerging threats within the microgrid. We first analyze network traffic and host data by using signature-based detection to compare their activity against a database of known threat signatures, effectively identifying established malicious behaviors, reducing the volume of data, and generating alerts only for events that require further processing. This categorization allows the generated alerts to be mapped to kill chain state machines, previous attack scenarios, or attack graphs [5]. In addition to that, our proposed solution allows making use of advanced AI techniques to train the models and applies model inference on real-time data to detect new and unseen complex attack patterns and anomalies that may evade traditional detection methods. Our anomaly detection techniques are also driven by statistical models and advanced algorithms that identify deviations from normal behavior in the data, signaling potential threats. After analysis, the risk is assessed to determine the severity and appropriate response to threatening events.

Risk assessment: Risk assessment quantifies and prioritizes the identified risks based on their potential impact and the likelihood of their occurrence. The risk assessment process includes two primary response actions:

The router configuration is modified based on the risk assessment to block malicious traffic. This may include isolating specific IP addresses, ports, or protocols linked to the threat, ensuring alignment with predefined security policies, and effectively mitigating potential attacks.

Once a risk is identified and mitigated, a detailed report is generated and sent to the second-level controller. The report includes information on the threat and the actions taken at the router level.

Risk management and prediction: Risk management goes beyond immediate response actions, focusing on implementing strategic measures to reduce identified risks and continuously monitoring their effectiveness. Additionally, risk prediction plays a proactive role in securing the system by forecasting future threats and vulnerabilities before they can compromise the network. By predicting emerging risks, the system can adapt and apply mitigation strategies in advance. For example, the data fabric may be reconfigured to incorporate new protocols or update processing algorithms to enhance the detection and response capabilities, ensuring that the microgrid evolves in line with changing threat landscapes.

Shared threat intelligence: The system incorporates shared threat intelligence to further enhance threat detection and response across the network of microgrids. Individual microgrids continuously share data regarding detected threats, improving the overall accuracy and scope of threat detection. This collaborative effort enables the network to recognize novel attack vectors better and strengthens defenses across the entire grid. The shared platform allows microgrids to update their local threat intelligence databases, contributing to a collective defense mechanism.

IV. EVALUATION STRATEGY

In this section, we describe the planned evaluation of our approach by first presenting the evaluation goal, our testbed setup, and metrics used to assess the effectiveness of our solution. The primary goal is to demonstrate that our approach meets the requirements in Section II. For the evaluation setup, we build a testbed of a microgrid consisting of real hardware as shown in FIGURE 2.

We intend to simulate a series of false data injection scenarios to emulate attacks where an adversary gains control of individual components within the system and attempts to destabilize the entire microgrid. Specifically, we will consider two types of attacks: one involving false data injection into an electrical component, representing an internal attack scenario,



FIGURE 2: TESTBED FOR EVALUATION.

and another involving false information originating from the 3rd level controller in the main grid, representing an external attack scenario. For example, the affected devices will increasingly report erroneous values over an extended period, attempting to drive the system into an unstable state. This could result in incorrect assumptions about the energy remaining in a battery storage system or the energy demand and consumption of the main grid. We conduct the scenarios both in standalone operation of smart grids and in networked operation, where the same attack is simultaneously applied to multiple grids. This approach aims to demonstrate the advantages of connected threat intelligence. The evaluation metrics include the response time and accuracy of attack detection, allowing us to measure how quickly and effectively our system can identify and respond to these threats.

V. CHALLENGES AND OPPORTUNITIES

We present an architecture for distributed security monitoring across networked microgrids. Individual microgrids can share their sightings with a centralized threat intelligence platform. Shared information is authenticated and verified before being locally applied, enabling a zero-trust security model. In this context, providing an incentive model that prevents participants from becoming free riders and not contributing to the system will be challenging. In the future, we want to implement a proof of concept to show how our system performs in different scenarios, such as an attack on a single system, multiple systems, or multiple microgrids.

ACKNOWLEDGMENT

This research paper is funded by dtec.bw–Digitalization and Technology Research Center of the Bundeswehr–which we gratefully acknowledge. dtec.bw is funded by the European Union–NextGenerationEU.

REFERENCES

[1] M. Uddin, H. Mo, D. Dong, S. Elsawah, J. Zhu, and J. M. Guerrero, "Microgrids: A review, outstanding issues and future trends," *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, p. 101127, 2023. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X23000779

- [2] A. Dagar, P. Gupta, and V. Niranjan, "Microgrid protection: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111401, 2021. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121006869
- [3] A. Dagar, P. Gupta, and V. Niranjan, "Microgrid protection: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111401, 2021. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121006869
- [4] V. Paxson, "Bro: a system for detecting network intruders in real-time," Computer Networks, vol. 31, no. 23, pp. 2435–2463, 1999. [Online]. Available:
 - https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1389128699001127
- [5] F. Wilkens, F. Ortmann, S. Haas, M. Vallentin, and M. Fischer, "Multistage attack detection via kill chain state machines," in *Proceedings of the 3rd Workshop on Cyber-Security Arms Race*, ser. CYSARM '21. New York, NY, USA: Association for Computing Machinery, 2021, p. 13–24. [Online]. Available: https://doi.org/10.1145/3474374.3486918

Acceleration of First-Principles Atomistic Simulations with Bayesian Neural Networks

Tim Rensmeyer*, Oliver Niggemann Professorship Computer Science in Mechanical Engineering Helmut Schmidt University/University of the Bundeswehr Hamburg, Germany *rensmeyt@hsu-hh.de

Abstract – Molecular dynamics simulations with firstprinciples methods, such as density functional theory, are a cornerstone in the development of new battery and fuel cell materials. However, due to their high computational demand, their application is mostly limited to small systems and short time horizons. AI-based methods are a promising approach for accelerating first-principles simulations while maintaining high simulation accuracy. A key challenge, however, is the efficient training of such AI-based methods for specific systems of interest. In this article, we provide an overview of the training approach being researched at the Professorship of Computer Science in Mechanical Engineering at Helmut-Schmidt University, Hamburg.

Keywords – Machine Learning, Molecular Dynamics, Materials Development, Fuel Cells

ABBREVIATIONS

DFT Density Functional Theory

MCMC Monte Carlo Markov Chain

I. INTRODUCTION

Hydrogen fuel cells are a promising approach for dealing with the growing global demand for clean and sustainable energy. However, the current efficiency and cost of fuel cells pose a significant obstacle to their widespread adoption. The development of new materials to improve fuel cell technology is therefore urgently needed. One example would be the development of a non-precious metal-based catalyst for the oxygen reduction reaction, to replace the currently used platinum-based catalysts, which due to the high cost of platinum make up a significant portion of the total cost of a fuel cell [1].

First-principles atomistic simulations are a valuable tool in the development of novel fuel cell materials. Unfortunately, even though the prediction of chemical and material properties such as catalytic activity from first principles has in principle been possible since the discovery of the equations of quantum mechanics one hundred years ago, it remains a challenging task even to this day due to the computational complexity involved in solving these equations numerically [2]. The simulation of the time evolution of atomistic systems is particularly affected by this computational complexity, since the corresponding equations have to be solved in each timestep of the simulation to evaluate the forces acting on the atoms.

As a consequence, even with the most popular quantum chemical simulation method Density Functional Theory

(DFT) simulations are only possible with a limited time horizon and system size [3]. As a response to these challenges, innovative machine-learning approaches have been developed to address these difficulties. In particular, substitutional modeling of atomistic systems via machine-learning models has become an active area of research [4]. Neural networks, a subset of machine learning, are a promising approach for fast and more scalable simulations while maintaining highaccuracy. This can be achieved by training those neural networks on a dataset consisting of different atomic geometries for which the forces acting on the atoms have been simulated with DFT.

State-of-the-art neural network architectures can now achieve unprecedented accuracy in the prediction of atomic forces and energies with as little as one hundred training geometries on small molecule benchmarks [5] where the training data has been subsampled from molecular dynamics simulations that are long enough, that the molecule traversed its entire configuration space exhaustively. This has been achieved by integrating several important physical properties (e.g. energy conserving forces, symmetry w.r.t. rotations and exchange of identical atoms) directly into the neural network architecture. However, while such benchmarks are useful for evaluating neural network architectures, they often fail to address many of the practical challenges in which computational chemists or materials scientists would employ neural network-based force fields. In particular the problem of how to select atomic arrangements to train the neural network models on.

If classical quantum chemical simulations could already produce molecular dynamics (MD) trajectories of such exhaustive length as the one used to generate the benchmark datasets, there would be no need for a neural network model in the first place. The most impactful applications for neural network models lie in scenarios where classical simulations cannot achieve sufficient time horizons and where the atomic geometries the system might evolve into are unknown in advance.

II. SOLUTION APPROACH

To enable neural network-accelerated molecular dynamics simulations for fuel cell components (e.g., polyelectrolyte membranes and catalysts), the Professorship of Computer Science in Mechanical Engineering at HSU Hamburg is developing a Bayesian neural network framework based on state-of-the-art neural network architectures. The aim of this framework is to integrate large-scale public materials databases, uncertainty quantification, and classical quantum chemical simulations into an efficient on-the-fly learning approach.

The approach involves leveraging extensive materials databases containing atomic geometries of thousands of different molecules and materials and their associated force labels to construct a Bayesian prior over the neural network's parameters. This prior is iteratively updated using Bayes' rule as new data from the target system becomes available. During simulations, the Bayesian neural network drives the molecular dynamics until it encounters an atomic arrangement where uncertainty in the prediction exceeds a predefined threshold. At that point, a classical DFT simulation is conducted to compute the forces for the given configuration. These computed forces are then used to update the Bayesian neural network, which resumes driving the molecular dynamics simulation until another high-uncertainty configuration arises (FIGURE 1).



FIGURE 1: ILLUSTRATION OF THE ON-THE-FLY LEARNING APPROACH TO ACCELERATE MOLECULAR SIMULATIONS.

The development of that framework requires three key steps.

First of all, a suitable method for performing Bayesian inference with state-of-the-art neural network models has to be developed and it has to be verified, that it is practically viable (viability of sampling the Bayesian posterior, model accuracy, quality of uncertainty quantification).

As a second step, a suitable Bayesian prior to incorporate large-scale databases has to be identified and empirically verified.

In the last step, the Bayesian neural network model and Bayesian prior have to be integrated into an on-the-fly learning workflow (FIGURE 1).

Currently, the first two steps have been achieved successfully [6,7], while the last step is actively being worked on.

In our paper "High Accuracy Uncertainty-Aware Interatomic Force Modeling with Equivariant Bayesian Neural Networks" we developed a new method for performing Bayesian inference for state-of-the-art neural network architectures used for atomistic modeling [7]. A key challenge with Bayesian models is that they require a process called sampling the posterior distribution, which is a mathematical way of determining neural network weights that result in a good fit of the training data. Existing methods for this process, such as Monte Carlo Markov Chain (MCMC) sampling, often struggle with modern neural networks because different parts of the network (such as the different layers) have vastly different "scales" of how much the weights influence the predictions of the neural networks. This mismatch can slow down or even prevent the algorithm from converging to a good solution.

To solve this, we developed an improved version of the MCMC algorithm by introducing a parameter-specific step size—a way to adjust how quickly the algorithm learns for each part of the neural network by changing weights that only have a weak influence on the predictions by larger amounts than weights that have a stronger effect. This idea is inspired by techniques already used in traditional machine learning optimizers, and it allowed us to achieve convergence much more efficiently, making Bayesian neural networks practical for real-world use.

After developing this new method, we tested it on several datasets used to benchmark machine learning models in molecular simulations. These datasets included tasks like predicting forces in small molecules and complex polymer chains. We compared our method against other commonly used techniques for estimating uncertainty, such as Monte Carlo Dropout and deep ensembles. Across all tests, our model consistently performed better, delivering more accurate predictions and better estimates of uncertainty.

However, we noticed an interesting issue: all the methods, including ours, tended to be slightly overconfident. This means the uncertainty estimates were sometimes smaller than they should be, leading to occasional underestimation of the potential error in predictions. This behavior, shown in FIGURE 2, highlighted an area for further improvement in future work.



FIGURE 2: OBSERVED AND PREDICTED ERROR DENSITY FOR A TEST DATASET OF AN ASPIRIN MOLECULE.

In our paper, "Bayesian Transfer Learning of Neural Network-Based Interatomic Force Models" we explore how to make the creation of the neural network model smarter and more data efficient [6]. While recent innovations in neural network architectures have made training highly accurate neural network models possible, creating these models can still be challenging because training data still has to be simulated with DFT, which is computationally demanding. Our goal was to find a way to reduce the number of costly DFT calculations needed to train these models while still maintaining or even improving their accuracy. To achieve this, we utilized transfer learning, where information from one task (or dataset) is reused to help solve another, related task.

Specifically, we focused on how data from two sources could help:

- 1. Large-scale materials databases, which contain information about many different molecules and materials.
- 2. Lower accuracy simulations, which are faster but less precise than DFT.

We used this data to create a Bayesian prior, a way of encoding prior knowledge about which neural network weights are likely to work well. This prior acts as a starting point for the model by narrowing down the range of possible weights it considers during training.

Our approach works as follows:

- First, we pre-train the neural network on the large database, allowing it to learn general patterns about interactions between atoms.
- Then, we create a Bayesian prior by giving higher likelihood to neural network weights that are similar to those of the pre-trained model. Weights that are farther away from this starting point are considered less likely to work well.

This method essentially lets the model build on existing or easily producible data reducing the need for extensive new training data from high-accuracy simulations of the specific system being studied.

We tested our approach against previous methods, including one that used no prior knowledge (an "uninformative prior") and a deep ensemble, which is a collection of neural networks trained separately to quantify uncertainty. Our results showed that the model with the constructed prior performed significantly better:

- It achieved higher accuracy with much less training data, making it far more efficient.
- It provided reliable uncertainty estimates, helping identify when its predictions might be less trustworthy.

An example of these results can be seen in FIGURE 3, where the model with the new prior achieves much higher accuracy compared to the other methods.

III. Outlook

Building on top of the previous two papers, we are currently working on the last remaining challenge, the integration of the developed transfer learning method for finetuning pre-trained neural networks into an on-the-fly learning workflow. The key obstacle that has to be overcome for this is the on-the-fly calibration of the uncertainties to overcome the model overconfidence problem.



FIGURE 3: COMPARING ACCURACIES OF THE INFORMED AND UNINFORMED PRIOR AS WELL AS A DEEP ENSEMBLE AS A FUNCTION OF THE NUMBER OF GEOMETRIES IN THE TRAINING DATASET.

In a typical machine learning scenario, overconfidence issues can be easily remedied by assessing the degree of overconfidence on a hold-out validation set of data not included in the training data. After assessing the degree of overconfidence on the validation set, the predicted uncertainties on new predictions can be adjusted accordingly, for example by multiplying the standard deviation in the prediction by a fixed factor that was estimated on the validation set.

However, in an on-the-fly learning scenario, there is no validation dataset. The only system specific data available is from DFT calls, when the model uncertainty is too high. A critical issue here is that if at some point in the on-the-fly learning cycle the model becomes too overconfident it might stop calling DFT simulations altogether.

The only additional source of knowledge we have is experience from previous experiments about the degree of overconfidence of the models.

To address these issues, we want to utilize a Bayesian prior over the degree of overconfidence. With this prior we can express our pre-existing knowledge about what the degree of overconfidence typically is. Additionally, it enables us to bias the predicted uncertainties towards underconfidence in the beginning of simulations where only little data is available to accurately estimate the degree of overconfidence for that specific system.

ACKNOWLEDGMENT

This research as part of the project CouplteIT! is funded by dtec.bw – Digitalization and Technology Research Center of the Bundeswehr which we gratefully acknowledge. dtec.bw is funded by the European Union – NextGenerationEU.

REFERENCES

- Lixin Fan, Zhengkai Tu, Siew Hwan Chan, "Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review," *Energy Reports*, Volume 7, p. 8421-8446, 2021.
- [2] Friedman, P.W. Atkins and R.S., "Molecular Quantum Mechanics," OUP Oxford, 2011.
- [3] Marquetand, M. Gastegger and P., "Molecular dynamics with neural network potentials," *Machine Learning Meets Quantum Physics*, p. 233– 252, 2020.

- [4] Emir Kocer, Tsz Wai Ko, and Jörg Behler, "Neural network potentials: A concise overview of methods," *Annual Review of Physical Chemistry*, S. 163–186, 2022.
- [5] Simon Batzner, Albert Musaelian, Lixin Sun, Mario Geiger, Jonathan P. Mailoa, Mordechai Kornbluth, Nicola Molinari, Tess E. Smidt, and Boris Kozinsky, "E(3)-equivariant graph neural networks for data-efficient and accurate interatomic potentials," *Nature Communications*, 2022.
- [6] Tim Rensmeyer, Willi Großmann, Denis Kramer and Oliver Niggemann, "Bayesian Transfer Learning of Neural Network-Based Interatomic Force Models," *The 38th Annual AAAI Conference on Artificial Intelligence | Workshop on AI to Accelerate Science and Engineering*, 2023.
- [7] Tim Rensmeyer, Ben Craig, Denis Kramer, and Oliver Niggemann, "High Accuracy Uncertainty-Aware Interatomic Force Modeling with Equivariant Bayesian Neural Networks," *Digital Discovery*, 2024.

KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement – Evaluierung im Simulationslabor und prototypische Systementwicklung

Sören Clausen*, Ramy Soliman Energieanlagen (TIE) Hamburger Hochbahn AG Hamburg, Deutschland *soeren.clausen@hochbahn.de

Finn Nußbaum*, Anna-Lena Steen, Christian Becker Institut für Elektrische Energietechnik Technische Universität Hamburg Hamburg, Deutschland *finn.nussbaum@tuhh.de

Kurzfassung – Im Projekt KoLa werden zwei Systeme entwickelt: ein System zur Koordination flexibler Anlagen im Niederspannungsnetz und ein System zur Optimierung des Energiebedarfs elektrifizierter Busdepots. Ziel des ersten Systems ist es, Netzüberlastungen zu vermeiden, indem ihre elektrischen Fahrpläne Netzteilnehmer an die Koordinierungsfunktion (KOF) senden. Bei drohender Überlastung werden die Leistungsdimmungen mit dem Ziel einer fairen Aufteilung vorgenommen. Zuerst erfolgt die Umsetzung eines Prototyps, der dann mit Erweiterungen iterativ ausgebaut wird. Das zweite System konzentriert sich auf die Optimierung des Energiebedarfs von Busdepots. Das Energy Efficiency Framework (EEF) berücksichtigt dabei verschiedene Faktoren wie den Busbetrieb und einfließende Strommarktdaten. Ein stationäres Batteriespeichersystem mit 4 MW Leistung wurde implementiert, um u. a. Netzlasten zu reduzieren. Das EEF und die KOF interagieren, um die flexiblen Ladezeiten der Busse präventiv an Netz- und Marktbedingungen anzupassen. Langfristig soll das System die Lastprofile im Rahmen der gegebenen Flexibilitäten optimieren.

Stichworte – Verteilnetzebene, Koordinierungsfunktion, Sektorenkopplung, Optimierungssystem, Lastmanagement, Elektromobilität

	Nomenklatur
BB	Busbetriebshof
BMS	Betriebshof-Managementsystem
EEF	Energy Efficiency Framework
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HLZF	Hochlastzeitfenster
HNE	Hamburger Energienetze GmbH

Arne Dammasch*, Gina Schüßler, Amelie Rottenberger, Ramune Samalionyte Innovationsmanagement Hamburger Energienetze GmbH Hamburg, Deutschland *arne.dammasch@hamburger-energienetze.de

Mina Eskander*, Edvard Avdevicius, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *mina.eskander@hsu.hamburg

HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HSU	Helmut-Schmidt- Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg
KOF	Koordinierungsfunktion
KoLa	Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr
LMS	Lademanagementsystem
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
TUHH	Technische Universität Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die Stadt Hamburg hat sich im Rahmen des Hamburger Klimaplans dazu verpflichtet, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 70 % zu reduzieren. Dieses Ziel ist im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschrieben. Die städtischen Unternehmen HOCHBAHN und Hamburger Energienetze GmbH (HNE) tragen eine immense Verantwortung bei der Umsetzung der Klimaziele.

Die gemeinsamen Anstrengungen im Rahmen des Förderprojektes KoLa zielen darauf ab, nicht nur die aktuellen Umweltauswirkungen zu minimieren, sondern auch die Lebensqualität in Hamburg zu verbessern. Mitte 2022 wurde das Projekt gestartet, um die Kopplung der Sektoren Verteilnetz und Anlagen, wie Busbetriebshöfe, zu untersuchen. Mit der Energiewende steigt der Bedarf an dezentraler Energieversorgung, während der Verbrauch durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren wie der Mobilität zunimmt. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist ein Netzausbau notwendig, der jedoch langsam voranschreitet und möglicherweise den zukünftigen Anforderungen nicht gerecht wird. Ein intelligentes Energiesystem könnte Flexibilitäten im Netz nutzbar machen und Überlastungen frühzeitig erkennen, um diesen entgegenzuwirken. Eine mögliche Lösung ist die Koordinierungsfunktion (KOF), die 2018 vom (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) FNN vorgeschlagen wurde.

Die Ladevorgänge elektrischer Busse können innerhalb betrieblicher Grenzen verschoben werden, was verschiedene Optionen zur optimierten Gestaltung im Rahmen eines gesteuerten Ladens bietet. Diese Flexibilität kann genutzt werden, um vorzugsweise zu Zeiten einer kostengünstigen Energiebeschaffung zu laden oder sich netzdienlich zu verhalten und den Energiebezug an lokale Netzrestriktionen anzupassen, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

II. GESAMTÜBERBLICK

Im Rahmen des Projektes werden im Wesentlichen zwei Systeme entwickelt. Auf Seiten der HOCHBAHN wird gemeinsam mit HNE und der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) ein Energy Efficiency Framework (EEF) entwickelt, welches den Energiebezug des Busbetriebshofes optimiert. Parallel dazu wird von HNE und der Technischen Universität Hamburg (TUHH) eine Koordinierungsfunktion (KOF) entwickelt, mit welchen Engpässen präventiv vermieden werden sollen. Dafür werden geplante Energiebezüge von Verbrauchern auf ihre Netzverträglichkeit geprüft und, sofern vorgeschlagen. erforderlich, Anpassungen Eine Systemübersicht befindet sich in ABBILDUNG 1. Eine ausführliche Beschreibung der genannten Systeme befindet sich auf der Seite der HSU [1].



ABBILDUNG 1: ÜBERSICHT ENERGY EFFICIENCY FRAMEWORK.

Aktuell wird im Rahmen des EEF an den Themenfeldern Modularisierung und externe Schnittstellen gearbeitet. Hierauf wird im Kapitel Energy Efficiency Framework genauer eingegangen.

Im Rahmen der Koordinierungsfunktion stehen aktuell die Themen rund um die IT-Entwicklungsarbeiten besonders im Fokus. Im Kapitel Realisierungsstand (Stand der Umsetzung) wird hierzu der aktuelle Stand der prototypischen Systementwicklung näher beschrieben.

Die Systeme sollen im Laufe des Projektes getestet werden. Dies soll zunächst simulativ in den Laboren der HSU und der TUHH erfolgen. Eine Beschreibung des Testprozesses und der Simulationsumgebung erfolgt in Kapitel Simulationsumgebung. Im Anschluss soll zum Ende der Projektlaufzeit ein Feldtest mit dem Busbetriebshof als große flexible Last erfolgen.

III. KOORDINIERUNGSFUNKTION

Mit der Koordinierungsfunktion wird im Rahmen dieses Projektes ein System entwickelt, welches das geplante Day-Ahead Verhalten von flexiblen Anlagen (Teilnehmer) im Niederspannungsnetz bündelt und der prognostizierten Betriebsmittelauslastung des Verteilnetzes gegenüberstellt. Hierzu schicken die Teilnehmer im Vorfeld einen sogenannten elektrischen Fahrplan an die KOF. Ergibt die hierdurch Prüfung der KOF, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Überlastsituation in einem Bereich des Verteilnetzes entsteht, so wird zunächst die erforderliche Leistungsdimmung für eine vorbeugende Beseitigung dieses lokalen Engpasses ermittelt. Anhand einer integrierten Verteilungsmethode wird die Leistungsdimmung mit dem Ziel einer fairen Aufteilung auf alle Teilnehmer vorgenommen. Somit wird innerhalb des betroffenen Netzbereiches jeder gleichberechtigt zur Engpassvermeidung Teilnehmer beitragen. Für die Kompensation der geforderten Leistungsdimmung und je nach verfügbarer Netzkapazität, werden zur Leistungsdimmung beitragenden Teilnehmern alternative und garantierte Leistungsscheiben für den entsprechenden Tag zugeteilt. Im Rahmen des Projektes wird dies als eine "begründete Ablehnung" des gewünschten Fahrplanes verstanden. Die Teilnehmer bekommen hierdurch die Möglichkeit, sich in ihrem geplanten Verhalten an der Netzauslastung zu orientieren und könnten somit aktiv zur Vermeidung einer Überlastsituation beitragen.

Im Kapitel Simulationsumgebung wird auf die einzelnen Abläufe detaillierter eingegangen. Im Folgenden soll der aktuelle Entwicklungsstand des Realsystems näher beleuchtet werden.

A. Stand der Umsetzung

Neben der konzeptionellen Entwicklung und simulativen Analyse des oben beschriebenen Systems zur vorbeugenden Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz, wird zusätzlich eine Umsetzung als funktionale Systemungebung bei den Hamburger Energienetzen realisiert. Bis zum Ende 2024 wird die Entwicklung eines Prototyps abgeschlossen sein. Bereits umgesetzte Inhalte sind unter anderem die Funktionen zum Import von Netztopologien inkl. Netzanschlüssen, Netzgruppendefinitionen,

Netzgruppenregeln/Auslastungsgrenzen,

Auslastungsprognosen einzelner Netzgruppen sowie Fahrplänen von Teilnehmern der KOF. Somit lässt sich das System initial befüllen und es können bereits entsprechende Testszenarien aufgebaut werden.

sich Aktuell befinden die Umsetzungen der Engpassermittlung die Implementierung und der Verteilungsmethoden für die Leistungsdimmung bzw. die Zuweisung alternativer Leistungsscheiben in der Entwicklung. Im Hinblick auf die Wahl der Verteilungsmethoden existieren aktuell noch mehrere Konzepte, die insbesondere vor dem Hintergrund eines fairen und diskriminierungsfreien Umgangs mit Engpässen und freien Kapazitäten geprüft werden müssen. Vor diesem Hintergrund wird im System der KOF die Auswahl unterschiedlicher anwendbarer Methoden möglich sein. Die ABBILDUNG 2 zeigt das Gesamtsystem der KOF auf Modulbasis inklusive der für das kommende Jahr 2025

geplanten Erweiterungen des Prototypensystems um diverse Zusatzfunktionalitäten. Hierzu zählen unter anderem die Implementierung eines Datenintegritätsmoduls zur Verifizierung, Validierung und Plausibilisierung der in die KOF fließenden Daten. Weiterhin werden die Importschnittstellen automatisiert und um eine Stapelverarbeitung ergänzt. Ziel ist es, dass das System zukünftig eine Vielzahl an gleichzeitigen Importdatensätzen verarbeiten kann.



ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT DER MODULE DER KOF.

Zudem soll eine Teilnehmer-Stammdatenverwaltung eingerichtet werden, um individuelle Teilnehmer-Parameter festlegen zu können. Die Funktionen im Rahmen der Verteilungsmethoden werden um die Möglichkeit einer priorisierten Verarbeitung ergänzt, welche für Teilnehmer, die zugleich Betreiber kritischer Infrastruktur sind, von hervorgehobener Bedeutung sein kann.

IV. MANAGEMENT VON LASTGÄNGEN

Im Rahmen des Projekts Kola "Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und dem Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr" wird die Entwicklung eines zur mittelfristigen Prognose von Lastgängen des Betriebshofs und zur kurzfristigen Optimierung der Ladevorgangsverteilung der E-Busse unter Einbeziehung statischer und dynamischer sowie interner und externer Einflussdaten angestrebt.

Dabei werden die Anforderungen seitens des Busbetriebes auf der einen Seite und die Berücksichtigung von Strommarktdaten auf der anderen Seite in die Berechnung zur Prognose und Optimierung der Ladevorgangsverteilung einbezogen und die resultierenden Fahrpläne mit der Koordinierungsfunktion (KOF) abgestimmt.

A. Analyse der Wirkkette

Zur detaillierten Analyse der Wirkkette sowie der relevanten Daten und Formate wird eine Lastgangprognose entwickelt. Die Eingangsgrößen umfassen Stammdaten der HOCHBAHN wie die Anzahl der Busse sowie die langfristigen Umlaufplanungsdaten. Auf Basis dieser Daten werden die Energiebedarfe für die Umläufe ermittelt, die in Traktionsladung, Erhaltungsladung und Vorkonditionierung (VK) unterteilt sind.

Die Traktionsladung wird anhand der Rückkehr der Busse ins Depot sowie der verbrauchten Energie, die sich aus den gefahrenen Kilometern ergibt, berechnet. Die Erhaltungsladung basiert auf historischen Werten der Busse, sowohl im Depot als auch auf der Strecke, und wird unter der Annahme konstanter Leistung kalkuliert. Die Berechnung der Vorkonditionierung erfolgt abhängig von den Abfahrtszeiten der Busse vom Depot mit angenommenen Durchschnittswerten für Dauer und Leistung.

Für die Lastgangprognose wird zunächst von einem Betriebshof Alsterdorf mit 100% E-Bussen und 100% E-Umläufen ausgegangen. Um von diesem Szenario eines vollständig elektrifizierten Betriebshofs auf die aktuelle Situation zu schließen, erfolgt eine Datenkorrektur.

Mögliche Korrekturfaktoren im Bereich von [0-1] umfassen: einen allgemeinen Faktor für die gesamte Energiemenge, einen Korrekturfaktor basierend auf dem Verhältnis von E-Bussen zu Dieselbussen, differenziert nach Bustyp, einen Korrekturfaktor, der sich nach dem Verhältnis der Umläufe richtet, die von E- bzw. Dieselbussen bedient werden, sowie einen Korrekturfaktor, der die Abweichungen der Vorwoche berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden schrittweise verschiedene Ansätze getestet, um die Diskrepanz zwischen den prognostizierten Werten und den tatsächlichen Ist-Werten zu minimieren. Eine genauere Betrachtung der Abweichungen zeigt, dass die vereinfachte Annahme der konstanten Leistung für Vorkonditionierung die tatsächlichen Gegebenheiten nicht widerspiegelt. ausreichend Daher wird die Vorkonditionierung differenziert nach der durchschnittlichen Tagestemperatur betrachtet, und werden es temperaturabhängige Leistungswerte festgelegt. Die Werte mit einem Kombination dieser angepassten Korrekturfaktor basierend auf dem Verhältnis der E- und Dieselbusse auf dem Hof und den Umläufen, die von diesen Bussen bedient werden, zeigt die geringste Abweichung zu den vorliegenden Ist-Werten.

Der Nutzen dieser Lastgangprognose liegt zum einen in der Darstellung des Anwendungsfalls der Lastspitzenreduktion, sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher. Zum anderen können die Ergebnisse als Referenz für einen vollständig elektrifizierten Betriebshof dienen.

In Anbetracht der zukünftigen Projektschritte ist es von zentraler Bedeutung, ein System zu entwickeln, das die Komplexität eines Busbetriebshofs berücksichtigt. Dieses System soll in der Lage sein, neben statischen auch dynamische Einflussfaktoren zu integrieren, um eine kurzfristige Optimierung unter Berücksichtigung von Marktund Netzinformationen zu liefern.

1) Energy Efficiency Framework

Wie zuvor bereits angedeutet, benötigt die finale Umsetzung des Gesamtsystems eine softwareseitige Implementierung, die die drei des Projektes betrachteten Teilbereiche koppelt. Dieses System wird in der finalen Umsetzung im Energy Efficiency Framework münden. Vgl. hierzu auch ABBILDUNG 1.

Zum einen ist hier der Bereich der flexiblen Anlagen (Teilnehmer) im Niederspannungsnetz zu nennen. Die Idee ist, dass die HOCHBAHN mit dem Busbetriebshof Alsterdorf als ein Teilnehmer im Netz auftritt, welcher über die KOF mit dem EEF kommuniziert. Hierbei ist hervorzuheben, dass der Energiebedarf für die elektrisch betriebenen Busse in Grenzen flexibel gestaltet werden kann. Je nach Netzanforderung, Fahrzeugeinsatzplanung und Marktgegebenheiten wird es möglich sein, den ermittelten Energiebedarf für den Folgetag innerhalb der kommenden 24 Stunden anzupassen. So wäre es beispielsweise denkbar in Sommermonaten mit hoher Netzeinspeisung (Photovoltaik) und damit verbundenen niedrigen Preisen am Mittag, einen großen Anteil der benötigten Energie ebenfalls am Mittag zu beziehen. Zum einen bietet dies einen kostenbezogenen Vorteil, zum anderen wird so das Netz unterstützt, da die durch Photovoltaik eingespeiste Energie zum selben Zeitpunkt durch einen Verbraucher bezogen wird.

Diese zum Teil marktbezogenen Aufgaben des EEF bedingen, dass dieses entsprechend mit dem Strommarkt kommuniziert. Dabei wird sich im Rahmen des Projektes in der ersten Umsetzung auf den Day-Ahead Markt bezogen. Es werden wie zuvor erwähnt also Prognosen über benötigte Energiemengen des Folgetages ermittelt. Diese werden mit systeminternen stundenscharfen Preisprognosen für den Folgetag in Beziehung gesetzt und über einen Marktzugang am Strommarkt bezogen. Dabei kann in einem ersten Ausbauschritt der Zugang zum Markt über bestehende Implementierungen (aktuelle Form der Energiebeschaffung der HOCHBAHN) verwendet werden. Denkbar ist in einem späteren Ausbau diese Beschaffung teil- und vollautomatisiert zu implementieren. Darauffolgend wäre es dann auch in einer weiteren Iterationsstufe möglich, den Intraday-Markt mit einzubinden, um so innertäglich Abweichungen von Energieprognose und tatsächlichem Energiebezug auszugleichen.

Darüber hinaus interagiert das Framework mit der zuvor beschriebenen KOF und dementsprechend mit dem anknüpfendem Verteilnetz. Der strukturelle Aufbau in der funktionalen Systemumgebung und der aktuelle Realisierungsstand werden in dem Kapitel Realisierungsstand (Stand der Umsetzung) eingehend erläutert.

Um die Umsetzung dieses Systems konzeptionell zu vereinfachen, wird ein Ansatz über Module gewählt. So weist das Konzept des EEFs ein Modul aus, welches mit dem externen Strommarkt kommuniziert und ein Modul, welches mit der KOF kommuniziert. Ebenfalls ist ein Modul vorhanden, welches z. B. die Kommunikation mit dem Netzteilnehmer mit flexiblem Verhalten übernimmt.

2) Stationäres Batteriespeichersystem

Im Zuge des Projektes wurde ein stationäres Batteriespeichersystem mit 4 MW Leistung und 4 MWh nutzbarem Energieinhalt auf dem Busbetriebshof Alsterdorf aufgebaut und im September 2024 in Betrieb genommen. Im Kontext des KoLa-Projektes wird der Batteriespeicher genutzt, um das Flexibilitätsangebot zu erhöhen. Dies ist besonders in Zeiten der Fall, in denen durch Verschiebung von Busladungen keine Flexibilität angeboten werden kann. Durch die zusätzliche Flexibilität kann nicht nur das Netz in Hochlastzeiten weiter entlastet werden, wodurch gleichzeitig auch ein monetärer Mehrwert durch reduzierte Netzentgelte entsteht, sondern zudem auch mehr Flexibilität am Spotmarkt angeboten werden.

Das EEF wird den Batteriespeicher als zusätzliche Instanz nutzen können, über das es im zulässigen SoC-Bereich frei verfügen kann. So kann das Lastprofil des gesamten Busbetriebshofes gegenüber dem Spotmarkt und der KOF optimiert werden. Dadurch kann das EEF zusätzlich zu den verschiebbaren Energiemengen der E-Busse auch die Flexibilität des Batteriespeichers nutzen, um das Lastprofil des Betriebshofes zu optimieren und die dafür notwendigen Energiemengen pro 15-Minuten-Intervall am Spotmarkt beschaffen. Da der Batteriespeicher zudem sehr schnell reagieren kann, wird er die Aufgabe haben, dass die am Spotmarkt beschafften viertelstundengenauen Energiemengen auch am Netzanschlusspunkt eingehalten werden. Das Lademanagement hat zwar auch die Aufgabe die eingekauften Energiemengen viertelstundengenau einzuhalten, wird aber aufgrund der Trägheit des Systems und nichtvorhersehbaren Ausfällen oder zu spät kommender Busse etc. nicht immer in der Lage sein, das vorgegebene Lastprofil einzuhalten. Insbesondere wenn berücksichtigt wird, dass die beschafften Energiemengen des Lastprofils am Netzanschlusspunkt schon die Flexibilität des Batteriespeichers beinhalten.

Bis das EEF in seiner geplanten Form mit den beschriebenen Funktionen umgesetzt ist und der Batteriespeicher eingebunden werden kann, wird der Batteriespeicher mit bereits heute regulär umsetzbaren Anwendungsfällen genutzt. Daher werden aktuell die Anwendungsfälle i) atypische Netznutzung und ii) Flexibilitätsvermarktung erprobt. Für die atypische Netznutzung wird der Batteriespeicher in den Zeiten der Hochlastzeitfenster [2] die maximale Leistung am Netzanschlusspunkt auf einen festgelegten Wert reduzieren. Außerhalb der Hochlastzeitfenster wird der Batteriespeicher einem Flexibilitätsvermarkter zur Verfügung gestellt, der den Batteriespeicher in vorher festgelegte Zyklenzahl am Spotmarkt möglichst gewinnbringend einsetzt. Diese Anwendungsfälle sollen später durch ein einziges System, das EEF, abgedeckt werden und finden sich im gegenüber dem Markt und dem Verteilnetz (KOF) optimierten Lastprofil des Betriebshofes wieder. Bis zur Fertigstellung des EEF fließen die gesammelten Erfahrungen aus dem derzeitigen Betrieb in die Entwicklung des EEF mit ein.

V. SIMULATIONSUMGEBUNG

Zur Erprobung des Gesamtkonzepts wird eine Simulationsumgebung entwickelt. Ziel ist es, die Funktionen der entwickelten Systeme EEF und KOF zu testen, wobei auch der Interaktion zwischen den Systemen eine große Bedeutung zukommt. Die Umsetzung der Modelle erfolgt zum Teil an der HSU und zum Teil an der TUHH. Es wird zunächst auf die benötigten Komponenten der Simulationsumgebung eingegangen. Anschließend wird der Testprozess erläutert, wobei die auftretenden Schnittstellen zwischen den Laboren identifiziert und erläutert werden.

Für die simulative Erprobung der Systeme EEF und KOF ist eine Modellierung der Umgebung, in welcher die Systeme

eingesetzt werden, erforderlich. Das EEF wird für die Erstellung der Ladefahrpläne auf dem Busbetriebshof eingesetzt. Zur Abbildung der dafür notwendigen Prozesse und zur Bereitstellung der benötigten Informationen erfolgt eine Modellierung des Busbetriebshofes. Um den Betriebshof zu simulieren, wird der Zeithorizont der Simulation festgelegt. Er besteht in diesem Fall aus Tageswerten, die mit einer Granularität von einer Minute gebildet werden. Durch die Kopplung mit den hinterlegten detaillierten Informationen über die Busse, werden einschließlich der Batteriekapazität, der Energieverbrauchsraten, der Umlaufspläne und der täglichen Entfernung berücksichtigt. Jedoch variieren diese Informationen in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern. Die Umgebungstemperatur spielt als Parameter, der den Energieverbrauch der Elektrobusse beeinflusst, eine wichtige Rolle. Andererseits beeinflusst die Umgebungstemperatur auch die Vorkonditionierung der Busse vor dem Verlassen des Busbetriebshofs. In den Wintermonaten erfordert die Vorkonditionierung mehr Energie als in den Sommermonaten. Als Folge zur Bewertung der Messdaten von den Wintermonaten wird die Energie für die Vorkonditionierung auf 20 kWh für eine Stunde vor dem Verlassen des Busbetriebshofs betrachtet. Diese Parameter werden zur Berechnung des Lastprofils verwendet, das eine wesentliche Rolle bei der Bestimmung des Energiebedarfs der Busse pro Minute spielt.

Durch die Berücksichtigung der Eingangsdaten der Abfahrts- und Ankunftszeiten der Busse ist es möglich, das Flexibilitätspotenzial des Busdepots zu berechnen. Dies wird dadurch realisiert, dass die Stehzeit des Busses im Depot als mögliches Flexibilitätsfenster betrachtet wird, in das die erforderliche Ladezeit des Busses verschoben werden kann. Auf Basis dieser Informationen wird im EEF das Flexibilitätspotenzial berechnet. Wie in ABBILDUNG 3 gezeigt, wird das Flexibilitätspotenzial zusammen mit den Informationen über den aktuellen Zustand der stationären Batterie (SoC), die verfügbare Leistung am Netzanschlusspunkt und die Auslastung der Busse verwendet, um die Fahrplananfrage vom EEF an die KOF (bei der TUHH) zu schicken. Dieser Signalaustausch zwischen simulierten Modulen und physischen Komponenten ist in Echtzeit möglich, da der Echtzeitsimulator in der Lage ist, verteilte Systeme über Schnittstellenalgorithmen miteinander zu verbinden [3], [4]. Die Berechnung der Flexibilität der Ladevorgänge von Bussen ermöglicht die Integration von Techniken zur Nachfragesteuerung. Dies ist von entscheidender Bedeutung, wenn die stationären Batterien in Betracht gezogen werden [5].

Die durch das EEF erstellten Fahrpläne werden zur Prüfung an die KOF gesendet. Die KOF sammelt Fahrpläne von Verbrauchern, welche deren Leistungsplanung für den Folgetag enthalten und prüft anhand der ihr zur Verfügung stehenden Informationen das mögliche Auftreten von Netzengpässen. Dafür werden realistische Fahrpläne sowie Informationen über die Position der zugehörigen Verbraucher im Netz benötigt. Die Erstellung der Fahrpläne erfolgt anhand eines Home Energy Management Systems (HEMS). Dieses berechnet täglich den preislich optimierten Leistungsbezug des Verbrauchers unter Berücksichtigung der vorhandenen Anlagen, Wetterinformationen und Eingaben des Benutzers wie bspw. geplante Fahrten mit dem Elektroauto und die gewünschte Raumtemperatur. Für die Prüfung durch die KOF ist eine Zuordnung der Fahrpläne zu einer Netzgruppe erforderlich.



ABBILDUNG 3: KOMMUNIKATION ZWISCHEN EEF, STATIONÄRE ENERGIESPEICHER, NETZANSCHLUSSPUNKT, BUSBETRIEBSHOF UND REGELWERK.

Daher ist die Erstellung einer Netztopologie notwendig, in welcher die einzelnen Verbraucher jeweils einem Niederspannungsabgang zugeordnet sind. Hierfür wird ein Ausschnitt eines Verteilnetzes modelliert, welches sich an den Gegebenheiten des Hamburger Stromnetzes orientiert. Des Weiteren benötigt die KOF für die Prüfung Netzregeln und eine Lastprognose zur Abschätzung der nicht an die KOF übermittelten Lasten. Diese Informationen werden ihr vom Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.

Zur Überprüfung der Entscheidungen des Vortages sowie der Untersuchung der Auswirkungen von nicht-planbaren Ereignissen wird zusätzlich zu den Prozessen am Vortag eine Echtzeitsimulation des Busbetriebshofes und des Netzes durchgeführt. Folglich müssen die Modellierung des Busbetriebshofes sowie die des Netzes echtzeitfähig sein.

A. Ablauf des Testprozesses

Der Testprozess gliedert sich in zwei zeitlich getrennte Abschnitte: Die Koordinierung am Vortag und die Umsetzung am Liefertag. Der Prozess am Vortag ist in ABBILDUNG 4 dargestellt. Das EEF und die HEMS der Haushalte erstellen jeweils auf Basis einer preislichen Optimierung die Leistungsfahrpläne für den Folgetag, wobei die Preisinformationen hierfür mit einer Marktmodellierung ermittelt werden.

Dementsprechend ist die effektive Kommunikation zwischen dem Marktmodell und dem EEF im Rahmen der Simulation des Busbetriebshofes entscheidend, um eine effiziente Nutzung der Day-Ahead (bei der HSU) Strompreise zu gewährleisten. Das Marktmodell spielt eine zentrale Rolle bei der Vorhersage und Bereitstellung von Day-Ahead Strompreisen. Diese Preise werden in der Regel 24 Stunden im Voraus festgelegt und basieren auf einer Vielzahl von wie Angebot, Nachfrage und erwarteten Faktoren Netzbelastungen. Die Strompreise werden vom Marktmodell in einem standardisierten Datenformat (z.B. JSON oder XML) am Vortag des Liefertages bereitgestellt. Diese Daten umfassen Strompreise für die jeweilige Zeitperiode [3]. Das EEF empfängt die Day-Ahead Strompreise am Vortag und speichert sie in einer Datenbank. Dieses Modul nutzt die Preise, um den Lade- und Entladeplan für die Busse am Vortag zu optimieren, indem es günstige Zeitfenster für das Laden identifiziert und so die Betriebskosten minimiert. Die Optimierungsziele sind einfältig oder vielfältig zu definieren und beinhalten typischerweise die Minimierung der Energiekosten, die Maximierung der Batterielebensdauer, die Gewährleistung der Betriebsbereitschaft der Busse, und die Einhaltung von Ladebeschränkungen und Umweltauflagen. Diese Ziele werden vom EEF als Zielfunktionen in mathematische Formeln umgewandelt, die die Grundlage für die Optimierung bilden. Jede Zielfunktion hat eine festgelegte Priorität, die ihre Bedeutung relativ zu den anderen Zielen angibt. Diese Prioritäten können als Gewichtungen in einer Zielfunktion formuliert werden. Die Gewichtungen werden vom EEF verwendet, um einen Kompromiss zwischen den verschiedenen Zielen zu finden. Schließlich ergibt sich aus der beschriebenen Optimierung der an die KOF zu übermittelnde Fahrplan.

Die Fahrpläne der Haushalte und des Busbetriebshofes werden anschließend an die KOF übermittelt. Diese prüft die Fahrpläne auf ihre Netzverträglichkeit und sendet anschließend eine Genehmigung oder einen angepassten Fahrplan mit Ausweichzeiträumen zur Deckung des angefragten Energiebezuges zurück. Sofern eine Anpassung der Fahrpläne erforderlich sein sollte, ermittelt das EEF bzw. HEMS einen neuen Fahrplan zur Einhaltung der Vorgaben der KOF. Für den Datenaustausch ist jeweils eine Schnittstelle zwischen der KOF und dem EEF bzw. dem HEMS erforderlich. Da die Modellierung des Busbetriebshofes und des EEF an der HSU erfolgt und die Modellierung der KOF an der TUHH, ergibt sich für diesen Datenaustausch eine Schnittstelle zwischen den Laboren.



ABBILDUNG 4: TESTPROZESS AM VORTAG (DAY-AHEAD).

Der Prozess am Liefertag ist in ABBILDUNG 5 zu sehen. Zum erfolgt eine Echtzeitsimulation einen des Busbetriebshofes. Im Rahmen dieser Simulation wird die Netzanschlusspunkt durch Leistungsgrenze am die Implementierung von Beschränkungen integriert. Diese stellen sicher, dass die berechneten Lastgänge vom Vortag die festgelegte maximale Leistung von der KOF am Liefertag zu überschreiten. Hierfür keinem Zeitpunkt ist die Kommunikation zwischen dem stationären Batteriespeicher und dem EEF von großer Bedeutung. Das EEF steuert die Lade- und Entladevorgänge u. a. um sicherzustellen, dass der Batteriespeicher vor allem zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen geladen wird. Dies reduziert die Betriebskosten und nutzt wirtschaftliche Vorteile optimal aus. Das EEF empfängt die relevanten Daten vom Batteriespeicher und integriert diese in das Optimierungsmodell. Dies umfasst die Anpassung der Lade- und Entladeprofile basierend auf dem aktuellen SoC und den prognostizierten Energiebedarfen, die Berücksichtigung der Prioritäten der verschiedenen Zielfunktionen und die Anpassung der Strategien basierend auf Echtzeitdaten. Dies erhöht die Fähigkeit des Busbetriebshofes, seine Lastgänge zu verschieben, wenn die von der KOF geforderte Leistungsgrenze am Liefertag überschritten wird. Das Backend des Busbetriebshofes erfasst und speichert kontinuierlich Betriebsdaten, die für die Optimierung relevant sind. Um die Optimierungsaufgabe für die Busbetreiber zu vereinfachen, werden die Werte der Vorwoche als Richtwert in die Berechnung miteinbezogen. Diese Daten umfassen: die Abfahrts- und Ankunftszeiten der Busse, die aktuellen Ladezustände der Batterien (SoCs), die Lade-Entladezyklen, historischen und die Energieverbrauchsdaten und prognostizierte Energiebedarfe. Somit passt das EEF die Lade- und Entladepläne dynamisch an, um sowohl die Leistungsgrenze von der KOF als auch die Optimierungsziele zu berücksichtigen. Bei unerwarteten Änderungen in der Netzbelastung oder bei kurzfristigen Leistungsgrenzen Änderungen der wird das Optimierungsmodell in Echtzeit angepasst. Hierdurch kann das System flexibel und effizient auf Änderungen reagieren.

des Schließlich ergibt sich aus der Simulation Busbetriebshofes der Leistungsaustausch mit dem Netz in Echtzeit. Diese Informationen sowie die Lastdaten der Haushalte dienen als Eingangsdaten für die Netzsimulation. Für die Übermittlung des Leistungsaustausches zwischen Busbetriebshof und Stromnetz ergibt sich folglich eine weitere Schnittstelle zwischen den Laboren. Die Informationen müssen hierbei in Echtzeit ausgetauscht werden. Anhand der Netzsimulation können die Auswirkungen der Leistungen der Haushalte sowie des Busbetriebshofes auf das Netz untersucht werden. Aufgrund von Planungsänderungen oder Komponentenausfällen kann es zu Abweichungen der am Liefertag umgesetzten Leistung, von der am Vortag genehmigten Leistung kommen. Sofern im Rahmen der Netzsimulation für den Liefertag ein Engpass ermittelt wird, werden Ad-Hoc Leistungseinschränkungen zur Behebung des Engpasses ausgelöst.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Im Projekt wird ein System zur Koordinierung flexibler Anlagen im Niederspannungsnetz entwickelt, um Überlastungen zu vermeiden. Teilnehmer senden elektrische Fahrpläne an die KOF, die bei drohender Überlastung Leistungsdimmungen mit dem Ziel einer fairen Aufteilung vornimmt.



ABBILDUNG 5: TESTPROZESS AM LIEFERTAG.

Ein Prototyp wird bis Ende 2024 bei den Hamburger Energienetzen umgesetzt. Erweiterungen und Zusatzfunktionen sind für 2025 geplant.

Dabei entwickelt das Projekt die Prognosen und Optimierungen für die Ladung von E-Bussen der HOCHBAHN. Es berücksichtigt interne und externe Faktoren, einschließlich Marktdaten. Ein stationärer Batteriespeicher wird für Flexibilität genutzt, um die Netzlast zu reduzieren und Kosten zu senken bzw. die Kapazität am Spotmarkt anzubieten. Die finale Implementierung soll das System dynamisch an Marktbedingungen anpassen und Energiemengen optimieren.

Die Simulationsumgebung testet die Systeme EEF und KOF, die den Energiebedarf und die Flexibilität eines Busdepots optimieren. Sie berücksichtigt Umwelteinflüsse, Ladezeiten und Netzanforderungen. Das EEF erstellt Fahrpläne, die KOF prüft auf Netzengpässe und Echtzeitsimulationen verbessern die Anpassungen bei unerwarteten Änderungen und steigern dadurch die Effizienz.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit beschreibt das Projekt "KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr" und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter der Förderkennziffer 01MV22005 gefördert.

LITERATUR

- S. Clausen und et. al., "KoLa Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr," in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität, 2023.
- Hamburger Energienetze, "Hochlastzeitfenster 2024," 12 Oktober 2023. [Online]. Available: https://filehub.admiralcloud.com/v5/deliverFile/3ad15640-8f44-4ba8a297-1a6bdd132e0b?download=true. [Zugriff am 20 September 2024].
- [3] D. Bian, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, S. Rahman und Y. Wu, "Real-time co-simulation platform using OPAL-RT and OPNET for analyzing smart grid performance," IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, 2015.
- [4] Dufour und J. Bélanger, "On the use of real-time simulation technology in smart grid research and development," IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, 2013.
- [5] M. Eskander, A. Jahic, E. Avdevičius, R. Soliman und S. D., "Role of stationary energy storage systems in large-scale bus depots in the case of atypical grid usage," NEIS - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems 2023, Hamburg, 2023.
- [6] Z. Shen, F. Arraño-Vargas, H. R. Wickramasinghe und G. Konstantinou, "Distributed Real-Time Simulations of Power Systems: A Review," IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Melbourne, 2022.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Automatisierte Bewertung transienter Vorgänge in Microgrids — "Autotrans"

Jirko Tegeler*, Edgar Diego Gomez Anccas, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *jirko.tegeler@hsu.hamburg

Kurzfassung - Dezentrale Energiequellen wie Photovoltaikund Windenergieanlagen sowie Batteriespeicher und Brennstoffzellen werden über leistungselektronische Bauelemente an das Netz angeschlossen. Diese Bauelemente werden über programmierbare Controller geregelt, um z. B. Aufgaben wie Leistungsmaximierung, Spannungs- und Frequenzregelung zu übernehmen. Dabei spielt die Wahl der Regelparameter der Controller eine wichtige Rolle. Diese bestimmen die Reaktionszeit und Resilienz der Systeme im stationären Betrieb sowie bei transienten Vorgängen. Da leistungselektronische Bauelemente wie Wechselrichter einen nichtlinearen Charakter aufweisen, muss eine Bewertung der Regelparameter über den gesamten Arbeitsbereich erfolgen. In dieser Arbeit wird ein Prototyp vorgestellt, der zur automatisierten Bewertung transienter Vorgänge in Microgrids eingesetzt werden kann. Der Prototyp besteht aus in Gruppen segmentierten Hochlastwiderständen, die über Halbleiterrelais geschaltet werden können. Ein zentraler Echtzeitsimulator dient als Kommunikationsinterface sowie Steuerungsrechner. In einem Niederspannungsinselnetz im Labormaßstab (10 kW) kann die Funktionsweise des Prototyps bei variierenden Lastzuständen und Regelparametern validiert werden.

Stichworte – Microgrid, Echtzeitsimulator, Transiente Vorgänge, Regelparameter

NOMENKLATUR C_{g} in F Filterkapazität is in A Referenzstrom $i_{\rm d}$, $i_{\rm q}$ in A Gemessener Strom in dq-Koordinaten k_{iid} , k_{iia} Regelparameter i-Anteil Regelparameter p-Anteil $k_{\rm pid}$, $k_{\rm piq}$ R in Ω Wirkwiderstand $\Delta v_{\rm d}$ in V Spannungsfehler $v_{\rm d}$, $v_{\rm q}$ in V Gemessene Spannung in dq-Koordinaten ω in rad/s Netzfrequenz

I. EINLEITUNG

In Zeiten des Klimawandels ändert sich auch die Energieversorgung. Dabei führt der Weg von konventionellen zentralen Kraftwerken hin zu dezentralen Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien. Der Netzanschluss dieser Anlagen basiert auf leistungselektronischen Bauteilen. Die Regelung

dieser Bauteile bestimmt das Verhalten, welches das angeschlossene System definiert. Ein Ziel kann z. B. in der Maximierung der Ausgangsleistung, wie es bei Maximum-Power-Point-geregelten netzgekoppelten PV-Systemen der Fall ist, bestehen [1]. In diesem Fall synchronisiert sich die Anlage mit einem bestehenden Netz und wählt den Betriebspunkt des maximalen Leistungs-Outputs aus. Alternativ kann eine Regelung gewählt werden, die aktiv Spannung oder Frequenz des angeschlossenen Systems stabilisiert, wie es bei netzstützenden oder -bildenden Wechselrichtern der Fall ist [2]. Hierbei wird das System bei transienten Vorgängen durch die Anpassung des Regelaufwands in Abhängigkeit von den Messwerten stabilisiert. Da ein Leistungsstrang aus Quelle und Leistungselektronik ein nichtlineares System darstellt, ist eine ganzheitliche Betrachtung der möglichen Betriebspunkte und Transienten bei der Bewertung der Regelparameter erforderlich. Die Regelparameter können beispielsweise mit dem Verfahren von Ziegler und Nichols oder mit dem von Chien, Hrones und Reswick berechnet werden [3], [4]. Diese Berechnungen sind in der Praxis jedoch nur ein erster Ansatz und müssen häufig noch angepasst werden. Dabei werden die einzelnen Parameter geringfügig geändert und nach dem Trialand-Error Prinzip getestet. Da dieses Verfahren mit einem hohen Zeitaufwand verbunden ist, wird in dieser Arbeit ein Prototyp entwickelt der zur automatisierten Bewertung der Regelparameter eines Controllers genutzt werden kann. Dieser Beitrag umfasst folgende Punkte:

- Entwicklung eines Laboraufbaus aus konventionellen Hochlastwiderständen, segmentiert in umschaltbare Lastzustände über Halbleiterrelais.
- Flexibles Simulationsmodell zum Programmieren von Lastsequenzen und Regelparameteränderungen.
- Zentrale Steuerungseinheit, die automatisiert die programmierten Lastsequenzen und Parameteränderungen implementiert.
- Experimentelle Validierung des Prototyps in einem Niederspannungsinselnetz für vier Lastzustände und fünf Regelparameter.

In Abschnitt II werden die genutzte Hardware und Software vorgestellt. Zusätzlich wird neben der erforderlichen Schnittstelle zur zentralen Steuerung aller Elemente auch das Programm beschrieben. Eine Reihenfolge aufeinander aufbauender Einzeltests der einzelnen Komponenten des Prototyps sowie die Ergebnisse des Gesamtsystemtests werden in Abschnitt III präsentiert. Abschließend gibt Abschnitt IV eine Zusammenfassung und einen Ausblick für zukünftige Arbeiten wieder.

II. GRUNDLAGEN

A. Testumgebung

Der Versuchsaufbau ist in Hardware- und Softwareebenen unterteilt. Die Hardwareebene setzt sich aus einem schwarzstartfähigen Leistungsstrang, der ein 230 V AC-Netz bildet, und dem Prototyp zusammen [5]. Das 230 V AC Netz stellt gleichzeitig die Versorgung des Prototyps sicher. Der Leistungsstrang besteht aus drei parallelen 300 V DC Quellen, die jeweils über einen Aufwärtswandler an einen gemeinsamen Zwischenkreis geschaltet sind. Die Aufwärtswandler regeln den Zwischenkreis auf 700 V DC. Ein dreiphasiger Wechselrichter wird über einen Controller mit einer Schaltfrequenz von 20 kHz gesteuert und nimmt die 700 V DC im Zwischenkreis als Grundlage, um ein AC-Netz mit 230 V_{rms} und 50 Hz aufzubauen.

Dies geschieht nach [6] über netzbildende Regelung sowie Spannungs- und Stromregelkaskaden in der folgenden Form:

$$\boldsymbol{i}_{s}^{*} = \begin{bmatrix} k_{\text{pid}} \Delta \boldsymbol{v}_{d} + k_{\text{iid}} \int_{0}^{t} \Delta \boldsymbol{v}_{d} \, d\tau + i_{d} - \boldsymbol{v}_{q} \boldsymbol{C}_{g} \boldsymbol{\omega} \\ k_{\text{piq}} \Delta \boldsymbol{v}_{d} + k_{\text{iiq}} \int_{0}^{t} \Delta \boldsymbol{v}_{d} \, d\tau + i_{q} + \boldsymbol{v}_{d} \boldsymbol{C}_{g} \boldsymbol{\omega} \end{bmatrix}$$
(1)

Wobei k_{pid} , k_{iid} , k_{piq} und k_{iiq} als Regelparameter, i_s^* als Referenzstrom am Ausgang, v_d und v_q als gemessene Spannung und i_d und i_q als gemessener Strom in dq-Koordinaten, Δv_d als Spannungsfehler, C_g als Filterkapazität und ω als Netzfrequenz definiert werden. Die Nennleistung des gesamten Leistungsstrangs ist auf 10 kW beschränkt. Als Lasten stehen elektronische Lasten und konventionelle Hochlastwiderstände zur Verfügung. Die elektronischen Lasten haben den Vorteil, dass sie frei programmierbar sind. Allerdings sind diese Lasten keine reinen Wirkwiderstände, sondern haben zusätzlich kapazitive und induktive Anteile, die die Regelung der Wechselrichter im Aufbau zusätzlich beeinflussen.

B. Entwickelter Prototyp

Der Prototyp muss prinzipiell aus einer Steuerung, mehreren Relais und einer Last bestehen. Die Steuerung dient zur Programmierung der Sequenzen, der Übergabe der Regelparameter sowie der Ansteuerung der Relais. Die Relais werden zum Zu- und Abschalten der Lasten verwendet. Als Relais können elektromechanische Relais oder Halbleiterrelais verwendet werden. Elektromechanische Relais besitzen mechanische Kontakte und können große



ABBILDUNG 1: HOCHLASTWIDERSTÄNDE.

Lasten schalten. Halbleiterrelais sind elektronische Schaltgeräte ohne bewegliche Teile. Das heißt, dass es keine mechanischen Kontakte gibt, wodurch sie deutlich schnellere Schaltzeiten im Vergleich zu elektromechanischen Relais aufweisen. Deshalb werden bei dem Prototyp vier dreiphasige Halbleiterrelais verwendet. Um die kapazitiven und induktiven Effekte elektronischer Lasten bei der Bewertung des Reglers vernachlässigen zu können, werden konventionelle Hochlastwiderstände für den Aufbau des Prototyps genutzt. Die Hochlastwiderstände sind einfache Wirkwiderstände von jeweils 13,3 Ω. Sie sind weder verstellbar noch programmierbar. Sie haben jedoch keine kapazitiven oder induktiven Anteile. Der Prototyp setzt sich aus zwei Hochlastwiderständen mit jeweils 16 einzelnen 13,3 Ω -Elementen zusammen (vgl. ABBILDUNG 1). Um vier Betriebspunkte des Leistungsstrangs abzutasten, werden die 13,3 Ω-Elemente über die dreiphasigen Halbleiterrelais in vier Zustände segmentiert. Pro Phase werden jeweils acht Elemente benötigt. Die Zustände, Widerstands-, Strom- und Leistungswerte pro Phase sind in TABELLE I aufgeführt.

TABELLE I: PARAMETER DER ZUSTÄNDE PRO PHASE.

Zustand	Widerstand in Ω	Strom in A	<i>Leistung in</i> kW
R1	106,4	2,16	0,50
R2	79,8	2,88	0,66
R3	53,2	4,32	0,99
R4	39,9	5,76	1,33

C. Hardwareschnittstelle

Die Softwareebene des Prototyps bilden ein Programm zur Steuerung des Prototyps sowie eines für die Kommunikation zwischen den Komponenten des Versuchsaufbaus. Die Kommunikation benötigt zudem Hardwareschnittstellen. Als Kommunikations- und Steuerungsnexus dient ein OPAL-RT OP5707 XG Echtzeitsimulator. Sowohl die Halbleiterrelais, als auch der Wechselrichter-Controller werden zentral über den Echtzeitsimulator koordiniert, sodass Lastzustände und Regelparameter über diesen übergeben werden. Der Anschluss der Ausgänge des Echtzeitsimulators an die Relais wird mit einer I/O-Karte über die Analogschnittstelle des Echtzeitsimulators realisiert. Die Parameterübergabe an den Wechselrichtercontroller erfolgt über Ethernet.



ABBILDUNG 2: HALBLEITERRELAIS VERBAUT.



Abbildung 3: Einphasige Darstellung des Schaltplans aus Echtzeitsimulator (OPAL), Halbleiterrelais und Lastwiderständen.

Die Programmierung der Ausgänge und Sequenzen erfolgt mithilfe der Software RT-LAB sowie MATLAB. Die Halbleiterrelais sind in einem 19 Zoll Gehäuse (ABBILDUNG 2) verbaut. Über ein LiYCY 8x 0,5 mm²-Kabel sind die Relais mit der Analogkarte des Echtzeitsimulators verbunden. Die Schaltkontakte der Relais sind durch Laborbuchsen nach außen geführt. Mithilfe von Hochlastwiderstände Laborleitungen werden die angeschlossen. Die Verdrahtung erfolgt nach dem in ABBILDUNG 3 dargestellten Schaltplan.

D. Steuerungsprogramm

Zur Bewertung der Eignung von Regelparametern für transiente Vorgänge ist die Reproduzierbarkeit dieser Vorgänge für unterschiedliche Parameter unabdingbar. Für die Reproduzierbarkeit sind als Anfangsbedingungen der Zeitpunkt und die Leistung wichtig. Als Anfangsbedingung



ABBILDUNG 4: SEQUENZ ZUR DURCHFÜHRUNG DER AUTOMATISIERTEN SCHALTUNG UND PARAMETERVARIATION.

gilt der Zustand des Systems vor dem transienten Vorgang, da die Systemantwort bei gleicher Anregung vom Anfangszustand abhängt.

Um die Anfangsbedingungen konstant zu halten, muss vor jedem Vorgang ein stationärer Zustand herrschen. Der Schaltzeitpunkt bestimmt, zu welchem Zustand innerhalb der Periodendauer der Sinusschwingungen im AC-Netz der Vorgang eingeleitet wird. Da unterschiedliche Punkte innerhalb der Periodendauer zu einer unterschiedlichen Antwort führen, muss hier ebenfalls auf Einheitlichkeit geachtet werden. Abschließend muss die Anregung die gleiche sein, um reproduzierbare transiente Vorgänge zu verursachen. Um diese Bedingungen zu vereinen, wird ein Programm definiert, welches in einer automatisierten Sequenz eine beliebige Anzahl an transienten Vorgängen durchführt, die in Betrag, Zeitpunkt, Anzahl und Regelparametervariation flexibel sind. Der Programmablauf der Sequenz wird in ABBILDUNG 4 dargestellt. Zunächst werden die Anzahl der Parameter (n) sowie die einzelnen Parameter definiert und an den Echtzeitsimulator übergeben. Ein Zähler (i), der als Endbedingung für das Programm gilt, wird zu Beginn auf 0 gesetzt. Nach einer Wartezeit von 5 s wird die erste Last R1 zugeschaltet. Nach 60 s wird auf die Last R2 umgeschaltet. Weitere 60 s später erfolgt die Umschaltung auf die Last R3. Auf die letzte Last R4 wird nach weiteren 60 s umgeschaltet. Ist Zähler (i) kleiner gleich der Anzahl der Parameter (n), wird der nächste auszuwertende Regelparameter an den Wechselrichtercontroller übergeben. Die Sequenz startet von vorne und fährt die einzelnen Zustände ab. Dies geschieht so lange, bis die Anzahl der Durchläufe (i) größer als die Anzahl der Parameter (n) ist. Die 60 s nach dem Zuschalten einer Last dienen dazu, das System einschwingen zu lassen.

III. TESTS ZUR VALIDIERUNG

Die Validierung besteht aus verschiedenen Tests, um die einzelnen Teilbereiche und abschließend das Gesamtsystem zu prüfen.

A. Test der Sequenz in der Simulationsumgebung

Bevor das System unter Spannung geprüft wird, erfolgt eine Simulation der programmierten Sequenz gemäß ABBILDUNG 4. Dabei wird darauf geachtet, dass die einzelnen Schritte in der richtigen Reihenfolge durchlaufen und keine Relais gleichzeitig zugeschaltet werden. Wichtig ist hierbei ein zeitgleiches Umschalten, da die Leistung während des Durchlaufs nicht auf null fallen darf. Deshalb erfolgt die Umschaltung der Lasten während des Nulldurchgangs der Phase L1. Damit wird der vollständige Lastabwurf verhindert. Das zeitgleiche Zuschalten mehrerer Relais wird durch eine softwareseitige Verriegelung verhindert. Zudem ist damit gewährleistet, dass eine Zustandsveränderung immer am gleichen Punkt einer Periode erfolgt, wodurch die Zustandsübergänge bei unterschiedlichen Regelparametern vergleichbar werden.

B. Test der Sequenz am Netz

Nach erfolgreicher Validierung der Sequenz in der Simulationsumgebung wird die Verbindung zwischen dem Echtzeitsimulator und der Lasten, welche über die Relais gesteuert werden, geprüft. Dafür wird ein 4-Quadranten-Spannungsverstärker der Firma Spitzenberger Spies an den Prototypen angeschlossen. Am Netzsimulator wird eine Spannung von 230 V AC / 50 Hz eingestellt. Nun werden mithilfe der RT-Lab-Software die einzelnen Relais und damit die Lasten nacheinander zugeschaltet. Nach dem erfolgreichen Test der Verbindungen wird die Sequenz bei konstanten Parametern getestet. Dabei werden die richtige Reihenfolge der Laständerungen sowie das automatische Umschalten getestet.

C. Test der Parametervariation am Controller

Im nächsten Schritt wird das Übertragen der PID-Regel-Parameter vom Echtzeitsimulator zum Controller getestet. Die Schnittstelle zwischen Echtzeitsimulator bildet ein Power-Hardware-in-the-Loop (PHiL)–Interface [7].

D. Test am Gesamtsystem

Nach Abschluss der Tests wird die Implementierung am Gesamtsystem getestet. Dazu bildet der in Kapitel II.A vorgestellte Aufbau ein 230 V AC Inselnetz, das den Prototyp versorgt. Der Spannungsregler der Quelle ist nach (1) implementiert. Der Parameter k_{pid} wird entsprechend der Werte in Tabelle II als Input für die Sequenz in ABBILDUNG 4 genutzt. Während der gesamten Sequenz werden Daten mit einer Abtastrate von 200 kHz aufgenommen. In ABBILDUNG 5 werden die Strom-Zeit-Kurven des RMS-Stroms für die unterschiedlichen k_{pid} -Werte während der Lastumschaltung dargestellt.

TABELLE II: REGELPARAMETER.

Nr.	1	2	3	4	5
k _{pid}	1	2	4	6,25	12,5

Für alle aufgeführten Variationen stabilisiert sich das System. Das gilt auch für den Übergang von R4 zu R1, was einem Lastabwurf von mehr als 50 % entspricht. Insbesondere für die Parameter $k_{pid} = 1$ und $k_{pid} = 2$ werden Unterschiede zu den anderen Werten deutlich. Eine Erhöhung des Wertes führt zu einem glatteren Verlauf.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Der nichtlineare Charakter von Wechselrichtern erfordert eine Bewertung der Regelparameter über den gesamten Arbeitsbereich. Dieser kann über elektronische Lasten abgetastet werden. Dabei kann es jedoch vorkommen, dass die Leistungselektronik der elektronischen Lasten, insbesondere bei Transienten, Probleme bei der Auswertung verursachen. Um eine möglichst störungsfreie Auswertung der Betriebspunkte zu gewährleisten, wurde ein Prototyp entwickelt. Der Prototyp umfasst:

- Konventionelle Hochlastwiderstände, die über Halbleiterrelais in Zustände unterschiedlicher Last unterteilt sind.
- 2. Eine Kommunikationsstruktur zur zentralen Steuerung und Anpassung der Halbleiterrelais und Wechselrichterregler-Parameter.
- 3. Ein Programm, das definierte Betriebspunkte für ausgewählte Regelparameter in einer automatisierten Sequenz abtastet und Messwerte aufnimmt.

Die Funktion des Prototyps konnte in einem Niederspannungsinselnetz validiert werden. Obwohl in diesem Beitrag die Sequenz vorgegeben ist, kann diese flexibel angepasst werden, um beliebige Betriebspunkte oder Parameter abzutasten.



Weitere Untersuchungen werden in der kompakten Bauweise und Erweiterung der Lastzustände des Prototyps liegen.

DANKSAGUNG

Dieser Beitrag im Forschungsprojekt CoupleIT! wird durch dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr gefördert. dtec.bw wird von der European Union – NextGenerationEU finanziert.

LITERATUR

- N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo und M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, 2005, pp. 963-973.
- [2] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, 2012, pp. 4734-4749.
- [3] J. Ziegler und N. B. Nichols, "Optimum Settings for Automatic Controllers," in *Trans. ASME, vol. 64*, 1942, pp. 759-768.
- [4] K. L. Chien, J. A. Hrones und J. B. Reswick, "On the automatic control of generalized passive systems," in *Trans. ASME, vol. 74*, 1952, pp. 175-185.
- [5] E. D. Gomez Anccas, K. Pourhossein, D. Becker und D. Schulz, "Detailed Controller Synthesis and Laboratory Verification of a Matching-Controlled Grid-Forming Inverter for Microgrid Applications," in *Energies*, 16, 8079, 2023.
- [6] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog und F. Dörfler, "Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 8, no. 2*, 2020, pp. 1004-1018.
- [7] Imperix Ltd., "https://imperix.com/," 2025. [Online]. Available: https://imperix.com/wp-content/uploads/document/Power-Interface_OPAL-RT.pdf. [Zugriff am 11 01 2025].

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Strukturmodellierung einer Doppelstrang-Wasserstoffanlage für netzdienliche Steuerungsvorgänge

Arash Nosrat*, Stefan Best, Maximilian Schifferdecker, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *arash.nosrat@hsu.hamburg

Kurzfassung – Zusätzlich zur Dekarbonisierung kann eine robuste Ansteuerung einer Multistrang-Wasserstoffanlage mit integrierter Sektorkopplung zur Netzstabilität beitragen. Dies erfordert eine effiziente Interaktion zwischen den Sektoren. In diesem Beitrag wird eine modellierte Doppelstrang-Wasserstoffanlage bestehend aus einer Brennstoffzelle und einem Elektrolyseur untersucht, um die Entwicklung der für diese Ansteuerung notwendigen Schnittstellen unabhängig von realen Versuchsanlagen zu beschleunigen. Zur Validierung der Modellierung werden zwei unterschiedliche Betriebsszenarien untersucht, nämlich Spitzenlastglättung (Peak Shaving) und Regelenergie.

Stichworte – Strukturmodellierung, OPC-UA, Peak Shaving, Regelenergie

	Nomenklatur	
BBH	Busbetriebshof	
BZ	Brennstoffzelle	
EL	Elektrolyseur	
FPGA	Field Programmable Gate Array	
GUI	Graphical User Interface	
H_2	Wasserstoff	
HIL	Hardware-in-the-Loop	
HyReflexS	Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern	
OPC-UA	OPC-Unified Architecture	
P_{BZ}	Abgegebene Wirkleistung von BZ	
$P_{ m EL}$	Aufgenommene Wirkleistung von EL	
$P_{\rm Last}$	Aufgenommene Wirkleistung von Last	
P _{Netz}	Abgegebene Wirkleistung von Netz	
$P_{\rm UBES}$	Abgegebene Wirkleistung von UBES	
PID-Regler	Proportional-Integral-Differenzial- Regler	
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung	

UBES

Umschaltbares Brennstoffzellen-Elektrolysesystem

I. EINLEITUNG

Die Ansteuerung von Doppelstrang-Wasserstoffanlagen, wie das im Projekt "HyReflexS – Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern" untersuchte umschaltbare Brennstoffzellen-Elektrolysesystem (UBES), erfordert eine Schnittstelle, die eine gemeinsame Ansteuerung durch die Leitwarten der Hamburger Hochbahn AG und der Abteilungen für das Gasnetz und das Stromnetz der Hamburger Energienetze GmbH ermöglicht. Die im Forschungsprojekt HyReflexS dargestellten Anwendungen des UBES, wie Notstromversorgung, Peak Shaving und Regelenergie, bestimmen die Anforderungen an eine solche Schnittstelle bzw. die übergeordneten Steuerungsszenarien.

In diesem Projekt kommunizieren die Leitwarten der Hamburger Energienetze GmbH über den Kommunikationsstandard IEC 60870-5-104, während die Leitwarte der Hamburger Hochbahn AG über OPC-Unified Architecture (OPC-UA) kommuniziert. Als Kommunikationsszenario empfiehlt sich ein OPC-UA-Server/Client-Modell, das in einem Ethernet-TCP/IP-Netzwerk implementiert ist. Der Kommunikationsstandard IEC 60870-5-104 wird mittels eines Protokollkonverters in OPC-UA umgewandelt [1–3].

Der Einsatz des UBES als Notstromversorgung für einen Busbetriebshof (BBH) der Hamburger Hochbahn AG ist bereits im Forschungsprojekt HyReflexS untersucht worden [4]. Zudem wurde die Fähigkeit des UBES zur Erhöhung der Resilienz in den angeschlossenen Sektoren mittels Peak Shaving und Blindleistungskompensation untersucht [5].

In diesem Projekt wurde eine zentrale Schnittstelle definiert, deren Kommunikationsstruktur untersucht wurde. Außerdem werden die drei Aspekte Kommunikationsszenario, Logikkern und Benutzeroberfläche vorgestellt, die gemeinsam entwickelt wurden. Demzufolge wurde das UBES im Simulationsnetzwerk durch ein OPC-UA-Simulator dargestellt, der einige Variablen-Knoten ausschließlich zur Simulation der Kommunikationsstruktur beinhaltet [1].

Für die Entwicklung der Logik und des Graphical User Interfaces (GUI) der Schnittstelle wird ein Simulationsmodell des UBES benötigt. Eine strukturelle Modellierung des UBES ermöglicht die Durchführung von Simulationsszenarien in der Leitebene der Automatisierungspyramide nach Siepmann [6]. Darüber hinaus kann eine solche semantische Struktur des UBES in der Leitebene für die Instanziierung in einem OPC-UA-Server verwendet werden. Damit beschleunigt ein solches Modell die Entwicklung der Schnittstellenlogik bzw. der GUI unabhängig vom realen UBES.

Ein weiterer Vorteil dieser Strukturmodellierung ist, dass das modellierte UBES direkt auf einer Hardware wie einem Field Programmable Gate Array (FPGA) für Hardware-in-the-Loop(HIL)-Simulationen implementiert werden kann. Dies hilft auch bei der Frage, wie genau die gesamte Anlage durch Knoten in der Leitebene und in einem und OPC-UA-Server definiert werden soll welche Anlagendaten über OPC-UA abgerufen werden sollen. Die Knotenstruktur des UBES und auch die Wahl der Abrufart über OPC-UA spielen eine entscheidende Rolle für die Kommunikationsgeschwindigkeit und auch für eine semantische Darstellung des UBES für die nachfolgenden Entwicklungen [7].

In diesem Beitrag wird zunächst das modellierte UBES vorgestellt. Danach werden die Validierungsszenarien für das modellierte UBES definiert. Dabei werden drei Annahmen berücksichtigt. Erstens wird in den Validierungsszenarien nur der Wirkleistungsfluss betrachtet. Zweitens wird das Kommunikationsprotokoll OPC-UA nicht verwendet. Drittens wird bei den Simulationen auf die Backup-Batterie des UBES verzichtet.

II. KONZEPT

ABBILDUNG 1 zeigt das gesamte UBES inklusive des angeschlossenen Leitrechners und der Leitwarten. Der Leitrechner stellt die untersuchte Schnittstelle dar, welche die Interaktion zwischen dem UBES und den drei Leitwarten über OPC-UA ermöglicht. Nachfolgend werden der Leitrechner, das übergeordnete Steuerungssystem, Betriebszustände des UBES und die Befehlsstruktur beschrieben.

A. Leitrechner

Der Leitrechner bearbeitet die Anfragen aus den Leitwarten und sendet die verarbeiteten Befehle nach der Entscheidungsfindung an das UBES über das OPC-UA-Protokoll. Diese Befehle sind in der Leitebene strukturiert. Außerdem wird der Status des UBES einschließlich der Mess-/Istwerte vom Leitrechner über das OPC-UA-Protokoll abgefragt. Wie ABBILDUNG 4 zu entnehmen ist, umfasst die Logik zwei Aspekte. Ein Aspekt ist die Verwaltung des Empfangs und der Versendung von Meldungen oder Befehlen von und zu den Leitstellen, was als Interaktionslogik bezeichnet ist. Der andere ist das Senden von Befehlen an das UBES, gemäß der im Folgenden definierten Befehlsstruktur, und das Abfragen des Status des UBES. Dieser zweite Aspekt, der als Befehlsverarbeitungslogik bezeichnet ist, wird in diesem Beitrag durch die Strukturmodellierung des UBES betrachtet.

B. Übergeordnetes Steuerungssystem

Das übergeordnete Steuerungssystem empfängt die Befehle vom Leitrechner in der Leitebene nach Siepmann [6], um die UBES-Anlage entsprechend in einen geeigneten Betriebszustand zu versetzen. Das bedeutet, das übergeordnete Steuerungssystem steuert über die Befehle in der Steuerungsebene alle Komponenten des UBES auf den jeweils geeigneten Betriebspunkt.

C. Betriebszustände des UBES

In ABBILDUNG 2 ist der vollständige Zustandsautomat des UBES dargestellt, wie er im Projekt "HyReflexS" definiert wurde. Diesem Zustandsautomaten liegen drei Betriebsszenarien zugrunde: der Brennstoffzellenbetrieb, der Elektrolyseurbetrieb und der dynamische Wechselbetrieb zwischen Brennstoffzelle (BZ) und Elektrolyseur (EL). Im Brennstoffzellenbetrieb ist nur die BZ in Betrieb und der EL aus, während im Elektrolyseurbetrieb nur der EL in Betrieb und die BZ aus ist. Im dynamischen Wechselbetrieb zwischen BZ und EL sind beide Komponenten in Betrieb.

ABBILDUNG 3 zeigt den Zustandsautomaten des UBES mit den in diesem Beitrag betrachteten Betriebszuständen. In den grün hinterlegten Zuständen ist der EL in Betrieb, während die BZ inaktiv ist. In den orangen hinterlegten Zuständen ist es umgekehrt, während im braun hinterlegten Zustand die BZ und der EL in Betrieb sind.

1) Beladungsphase

In diesem Zustand wird der Wasserstoff(H_2)-Speicher bis zu einer bestimmten Menge aus dem Gasnetz gefüllt. Diese Beladephase ist für die Betriebszustände, in denen die BZ aktiv sein muss, und auch für das dynamische Verhalten des gesamten UBES erforderlich.

2) Idle

In diesem Zustand befinden sich die BZ und der EL im Leerlauf und sind betriebsbereit.



ABBILDUNG 1: GESAMTSTRUKTUR DES UBES.



ABBILDUNG 2: VOLLSTÄNDIGER ZUSTANDSAUTOMAT DES UBES.

3) Peak Shaving +

diesem Zustand die ΒZ die In muss Wirkleistungsaufnahme aus dem Netz unter einem bestimmten Wert halten, der vom Leitrechner als Sollwert vorgegeben wird. Ist die bezogene Wirkleistung größer als der vorgegebene Sollwert muss die BZ in Betrieb gehen, um die erforderliche Wirkleistungsdifferenz bereitzustellen. Ist die bezogene Wirkleistung kleiner als der vorgegebene Sollwert, muss die BZ im Idle-Zustand bleiben bzw. in diesen übergehen. Während dieses Zustands bleibt der EL im Idle-Zustand.

4) Regelenergie +

In diesem Zustand muss die BZ eine bestimmte Wirkleistung erzeugen, die vom Leitrechner als Sollwert vorgegeben wird. Während dieses Zustands bleibt der EL im Idle-Zustand.

5) Notstromversorgung

Bei einem Netzausfall muss die BZ in der Lage sein, den Verbraucher zu versorgen. Diese automatische Funktion kann vom Leitrechner aus aktiviert und deaktiviert werden. Die erforderliche Wirk- und Blindleistung wird von der BZ und dem Wechselrichter bereitgestellt. In diesem Beitrag erzeugt die BZ bei Netzausfall eine maximale Wirkleistung von 10 kW. Während dieses Zustands bleibt der EL im Idle-Zustand.

6) Peak Shaving -

Zustand In diesem muss der EL die Wirkleistungsaufnahme aus dem Netz über einen bestimmten Wert halten, der vom Leitrechner als Sollwert vorgegeben wird. D. h. ist die bezogene Wirkleistung kleiner als der vorgegebene Sollwert muss der EL in Betrieb gehen, um die erforderliche Wirkleistungsdifferenz zu verbrauchen. Bei einer bezogenen Wirkleistung größer als der vorgegebene Sollwert muss der EL im Idle-Zustand bleiben bzw. in diesen übergehen. Während dieses Zustands bleibt die BZ im Idle-Zustand.

7) Regelenergie –

In diesem Zustand muss der EL eine bestimmte Wirkleistung verbrauchen, die vom Leitrechner als Sollwert vorgegeben wird. Während dieses Zustands bleibt die BZ im Idle-Zustand.



ABBILDUNG 3: BETRACHTETER ZUSTANDSAUTOMAT DES UBES.

8) Peak Shaving ±

In diesem Zustand erfolgt ein dynamischer Wechselbetrieb zwischen BZ und EL. Dabei muss die Wirkleistungsaufnahme aus dem Netz zwischen einer Ober- und einer Untergrenze gehalten werden, die als Sollwerte vom Leitrechner vorgegeben werden. Das bedeutet, dass die BZ für eine Wirkleistungsaufnahme größer als die obere Grenze (EL im Idle-Zustand) und der EL für die Wirkleistungsaufnahme



ABBILDUNG 4: LEITRECHNER ALS SCHNITTSTELLE.

kleiner als die untere Grenze (BZ im Idle-Zustand) betrieben werden muss. Sind Ober- und Untergrenze gleich, wird der dynamische Wechselbetrieb zwischen BZ und EL sehr intensiv angefordert.

D. Befehlsstruktur

Für die Entwicklung der Befehlsverarbeitungslogik wird zunächst eine Befehlsstruktur benötigt. Diese wird als Ausgabe der Befehlsverarbeitungslogik des Leitrechners betrachtet. Entsprechend den in ABBILDUNG 3 definierten Betriebszuständen ist diese Befehlsstruktur in TABELLE I dargestellt.

TABELLE I: BEFEHLSSTRUKTUR.

Betriebs- zustand	Sollwert	Speicher- beladung- Automatik	Notstrom- versorgung- Automatik
Idle	N. a.	Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Peak Shaving +	Wirkleistungsobergrenze (kW)	Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Peak Shaving -	Wirkleistungsuntergrenze (kW)	Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Peak Shaving ±	Wirkleistungsuntergrenze (kW) Wirkleistungsobergrenze (kW)	· Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Regelenergie +	Wirkleistung (kW)	Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Regelenergie -	Wirkleistung (kW)	Aktiv/Inaktiv	Aktiv/Inaktiv
Notstrom- versorgung	N. a.	N. a.	N. a.

Wenn der Parameter "Speicherbeladung-Automatik" auf "aktiv" gesetzt ist, geht das UBES automatisch in die Beladungsphase über, wenn der H₂-Speicher leer ist. Die automatische Aktivierung des Notstromversorgungsszenarios des UBES kann über den Parameter "Notstromversorgung-Automatik" festgelegt werden.

III. STRUKTURMODELLIERUNG DES UBES

ABBILDUNG 4 zeigt die Notwendigkeit der Modellierung des UBES für die Weiterentwicklung der Logik und der GUI des Leitrechners. Für diese Weiterentwicklung ist eine Black-Box-Modellierung der einzelnen Komponenten des UBES in MATLAB/Simulink[®] ausreichend. Die als Black-Box modellierten Komponenten werden zusammengefügt, um das gesamte UBES als eine Systemarchitektur in der Leitebene zu entwerfen. Dieser Abschnitt befasst sich mit einer solchen strukturellen Modellierung des UBES. Da das UBES eine Doppelstrang-Wasserstoffanlage und ein übergeordnetes Steuerungssystem umfasst, werden beide separat in MATLAB/Simulink[®] modelliert.

A. Modellierung der Doppelstrang-Wasserstoffanlage

Die reale Anlage umfasst physikalische, elektrische und steuerungstechnische Signale. Im untersuchten Modell der einzelnen Komponenten wie der BZ werden die elektrischen Signale in Form von Wirkleistung repräsentiert. Hinsichtlich der physikalischen Signale wird nur der Wasserstofffluss betrachtet. Dies ist ausreichend für eine Black-Box-Modellierung der einzelnen Komponenten, bei der nur die Eingangs-/Ausgangssignale der Komponenten betrachtet werden und die internen Signale unberücksichtigt bleiben.

Das untersuchte Modell der einzelnen Komponenten basiert auf digitalen Bausteinen wie Schaltern, logischen Gattern, idealen diskreten Übertragungsfunktionen und anderen logischen Bausteinen, die eine digitale Abbildung der einzelnen Komponenten und letztlich der gesamten Anlage ermöglichen. Da die elektrischen Signale in Form von Wirkleistung vorliegen, wird bei dieser Modellierung auf Gleichspannungswandler und Wechselrichter verzichtet. ABBILDUNG 5 zeigt das Schema der modellierten Komponenten. Das Netz wird hier als ideales Netz betrachtet, das beliebige Wirkleistungswerte aufnehmen und abgeben kann.



ABBILDUNG 5: SCHEMA ZUR MODELLIERUNG.

Der Wirkleistungs-Block ist für das Management der Wirkleistungsströme verantwortlich, sodass Gleichung (1) erfüllt ist.

$$P_{\text{Netz}} = P_{\text{EL}} + P_{\text{Last}} - P_{\text{BZ}} \tag{1}$$

Und die vom UBES abgegebene Wirkleistung P_{UBES} ist in Gleichung (2) definiert:

$$P_{\rm UBES} = P_{\rm BZ} - P_{\rm EL} \tag{2}$$

B. Modellierung des übergeordneten Steuerungssystems

ABBILDUNG 4 Wie in dargestellt, besteht das übergeordnete Steuerungssystem aus einem Zustandsautomaten und idealen PID-Reglern. Die in ABBILDUNG 3 beschriebenen Betriebszustände werden durch diesen Zustandsautomaten in MATLAB/Simulink[®] implementiert, wodurch eine detaillierte und semantische Darstellung der Zustände, Übergangsphasen und Ereignisse des UBES realisiert wird. Abhängig von den aktuellen Zuständen werden entsprechende PID-Regler aktiviert, um die BZ und den EL auf den gewünschten Betriebspunkt zu regeln. Ein solch konventioneller Entwurf des übergeordneten Steuerungssystems ist ausreichend, wenn der Schwerpunkt ausschließlich auf der Entwicklung der Logik und der GUI des Leitrechners liegt.

IV. SIMULATION

Der in ABBILDUNG 6 dargestellte Simulationsaufbau wird zur Validierung des in MATLAB/Simulink[®] modellierten UBES verwendet. Wie in dieser Abbildung gezeigt, werden die Befehle gemäß TABELLE I in Abschnitt II über eine GUI in das modellierte UBES eingegeben. Über diese GUI werden auch der laufende Betrieb, die Ereignisse und die Betriebsbereitschaft des UBES dargestellt. Zu den Ereignissen zählen u. a. der Zustand des H₂-Speichers, wie das Erreichen eines vollen oder leeren Füllstands, sowie ein Netzausfall.





A. Lastprofil

Für die Simulation wird ein 24-Stunden-Lastgang eines BBH als Wirkleistungsverlauf verwendet. Das im kW-Bereich skalierte Lastprofil dient zur Anpassung der Simulation an die im Projekt zu errichtende Versuchsanlage [5]. Das Lastprofil wird in Form einer Wirkleistungszeitreihe in MATLAB/Simulink[®] eingegeben.

B. Simulationsergebnisse

Für die Simulation werden zwei Betriebsszenarien betrachtet. Zunächst wurde als erstes Betriebsszenario "Regelenergie –" mit einem Sollwert von 8 kW eingegeben. Der gespeicherte H_2 in kg über 24 Stunden ist in ABBILDUNG 7 dargestellt. Die erste gestrichelte Linie zeigt den Einschaltpunkt des UBES und die zweite die Aktivierung des Betriebs. Wie in ABBILDUNG 7 zu sehen ist, wurde die Beladungsphase nach dem Einschalten automatisch gestartet, um den H₂-Speicher auf 8 kg aus dem Gasnetz zu füllen. Der H₂-Füllstand steigt im Betrieb erwartungsgemäß weiter an. Dies ist auf die Aktivierung des EL während des Zustands "Regelenergie –" zurückzuführen.



ABBILDUNG 7: GESPEICHERTER WASSERSTOFF BEI REGELENERGIE --

ABBILDUNG 8 zeigt die Wirkleistungsverläufe des UBES, der Last und des Netzes während dieses Betriebs. Wie erwartet, verbrauchte das UBES eine Wirkleistung von 8 kW, was folglich zu einer Erhöhung der vom Netz aufgenommenen Wirkleistung um 8 kW führt.



ABBILDUNG 8: WIRKLEISTUNGSVERLÄUFE BEI REGELENERGIE --.

Als zweites Betriebsszenario wurde "Peak Shaving ±" simuliert. Für diese Betriebsart wurden die Sollwerte der Wirkleistungsober- und -untergrenze mit 8 kW bzw. 5 kW vorgegeben. Der gespeicherte Wasserstoff ist in ABBILDUNG 9 dargestellt und zeigt erwartungsgemäß eine wechselnde Dynamik, die auf einen dynamischen Wechselbetrieb zwischen BZ und EL hinweist.



Abbildung 9: Gespeicherter Wasserstoff bei Peak Shaving \pm .

Dieser dynamische Wechselbetrieb zeigt sich auch in ABBILDUNG 10, bei dem die vom UBES abgegebene Wirkleistung P_{UBES} zwischen positiven und negativen Werten schwankt. Die vom Netz aufgenommenen Wirkleistung P_{Netz} bleibt erwartungsgemäß zuverlässig innerhalb der vorgegebenen Grenzen von 5 kW und 8 kW.



ABBILDUNG 10: WIRKLEISTUNGSVERLÄUFE BEI PEAK SHAVING ±.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Simulationsergebnisse deuten auf eine zuverlässige Modellierung des UBES hin, die unabhängig von realen Versuchsanlagen zur Entwicklung der Logikanteile der Schnittstelle verwendet werden kann. Darüber hinaus kann Strukturmodellierung den eine solche Weg zur objektorientierten Digitalisierung und deren Integration in Kommunikationsprotokolle wie OPC-UA vereinfachen. Im nächsten Schritt wird die Blindleistung in das Modell integriert. Zudem können die Komponenten des UBES teilweise entsprechend der Anforderungen parametriert werden. Abschließend erfolgt die vollständige Entwicklung Befehlsverarbeitungs- und Interaktionslogik der des Leitrechners.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projekts "Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern – HyReflexS" und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter der Förderkennziffer 03EI3020A gefördert.

LITERATUR

- A. Nosrat, M. Schifferdecker, D. Hamann und D. Schulz, "Implementierung der Kommunikationsstruktur einer Doppelstrang-Wasserstoffanlage für den Einsatz als Notstromversorgung", *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz*, Band 5, Helmut-Schmidt-Universität, Hamburg, 2023.
- [2] IEC TR 62541-1:2020, OPC Unified Architecture Part 1:2020 Overview and concepts, VDE.
- [3] DIN EN 60870-5-104:2018-07, Fernwirkeinrichtungen und -systeme

 Teil 5-104: Übertragungsprotokolle Zugriff für IEC 60870-5-101
 auf Netze mit genormten Transportprofilen, Beuth Verlag.
- [4] D. Apenbrink, D. Hamann, R. Hankers, D. Schulz und S. Micheely, "Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeichern", *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz*, Band 3, Helmut-Schmidt-Universität, Hamburg, 2021.
- [5] M. Schifferdecker, D. Hamann und D. Schulz, "Brennstoffzellen-Elektrolysesystem für netzdienliche Zwecke", *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz*, Band 4, Helmut-Schmidt-Universität, Hamburg, 2022.
- [6] David Siepmann, "Industrie 4.0 Technologische Komponenten" in Einführung und Umsetzung von Industrie 4.0, A. Roth, Hg., Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [7] OPC Foundation, AnnexB (informative)Client Server vs. Publish Subscribe. [Online]. Verfügbar unter: https://reference.opcfoundation.org/Core/Part14/v104/docs/B (Zugriff am: 25. September 2023).

Energiemanagement in einem autarken Brennstoffzellen-basierten Microgrid

Arian Shaker*, Christian Becker Institut für Elektrische Energietechnik Technische Universität Hamburg Hamburg, Deutschland *arianshaker@yahoo.de

Kurzfassung – Die Energiewende bringt durch die Nutzung von umweltfreundlichen Stromerzeugungsanlagen eine Instabilität beziehungsweise Variabilität in der Stromerzeugung mit sich. Um diese Variabilität auszugleichen und ein eigenständiges funktionsfähiges Netzsystem entwerfen zu können, sind Microgrids eine mögliche Lösung.

Microgrids bieten Flexibilität in Bezug auf die Stromerzeugung und Stabilität des zu versorgenden Netzes, da sie mehrere Energieerzeugungsanlagen umfassen und daher auch unabhängig vom Hauptnetz betrieben werden können.

Die Integration von Brennstoffzellen in Microgrids kann durch die Gewährleistung einer abrufbaren Energieerzeugung, in Kombination mit umweltfreundlichen Anlagen, ein stabiles Gesamtsystem bilden.

Hierbei wird für ein stabiles System ein Leistungsgleichgewicht vorausgesetzt, weshalb eine Unterstützung der Energieaufnahme und -abgabe in Form von Energiespeichern notwendig ist. Dadurch kann die überschüssige variable Energie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden.

Eine nötige Komponente für die Flexibilität und Stabilität des Energieflusses im System umfasst das Energiemanagement. In dieser Untersuchung wurde dies in Form einer State-Machine realisiert. Hierbei wird die Batterieleistung je nach Anforderung der Last mit Hinblick auf den State of Charge (SoC) des Energiespeichers gesteuert. Falls die Batterie nicht in der Lage ist das System zu stützen, erfolgt eine Widerstandsanpassung. Da die Verwendung einer State-Machine mit einigen Nachteilen, wie Zustandsänderungen und Oszillationen verbunden ist, werden hierfür Gegenmaßnahmen, wie die Implementierung einer Hysterese für den SoC und die Verwendung von Gradienten-Begrenzungen für die Last, getroffen. Das Ergebnis der Untersuchung beinhaltet die erfolgreiche Umsetzung eines autarken Microgrids durch das beschriebene Energiemanagement-System für unterschiedliche Betriebsfälle.

Stichworte – Energiemanagement, Microgrid, Brennstoffzelle

	NOMENKLATUR
Dec	Reduktion (Decrease)
e ⁻	Elektron
Н	Wasserstoff
Inc	Erhöhung (Increase)
0	Sauerstoff
SoC	State of Charge
$P_{\text{In max}}$ in W	Maximalleistung der Energieerzeugung

Kazem Pourhossein*, Diego Gomez**, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *k.pourhossein@hsu.hamburg, **diego.gomez@hsu.hamburg

$P_{\text{In}_{\min}}$ in W	Minimalleistung der Energieerzeugung
$I_{B_{max}}$ in A	Maximalstrom der Batterie
$V_{\rm RMS}$ in V	RMS-Spannung des Netzes
$R_{\rm L}$ in Ω	Last im Netz
$R_{\rm L_{new}}$ in Ω	Angepasste Last im Netz

I. EINLEITUNG

Microgrids, welche mit dem Hauptnetz verbunden sind oder im Inselnetz-Betrieb funktionieren, bestehen aus einem oder mehreren Stromerzeugungsquellen, Lasten und gegebenenfalls Energiespeichern. Sie bieten verschiedene Vorteile, wie die stabile Versorgung einer Infrastruktur unabhängig vom Hauptnetz und die Nutzung verschiedener Arten von Stromerzeugungsanlagen. Dadurch können mit Hilfe von Wechselrichtern sowohl DC-Stromerzeuger, wie Photovoltaikanlagen und Brennstoffzellen, als auch AC-Stromerzeuger. wie Windkraftanlagen, flexibel als eigenständiges System oder als Teil des Hauptnetzes kontrolliert fungieren. [15, 16]

Da Photovoltaik- und Windkraftanlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien stark vom Wetter abhängig sind, sollten mehrere Anlagearten, insbesondere steuerbare Anlagen wie z. B. Brennstoffzellen oder Energiespeicher, eingesetzt werden, um dies auszugleichen. Die Kombination aus Erzeugung und Energiespeicher ist hierbei relevant, da zum Beispiel die Batterie im Falle eines Energieüberschusses Energie aufnehmen und bei einem Energiemangel Energie in das abgeben Dadurch Microgrid kann. fungiert der Energiespeicher als eine variable Komponente im Microgrid. Damit das Gesamtsystem möglichst optimal und autark funktionieren kann, wird hierbei ein Energiemanagementsystem in Form einer Kontrolleinheit benötigt. Dieses System kontrolliert den Energieaustausch zwischen den Erzeugern und den Verbrauchern durch die variable Energiespeicherkomponente oder durch eine Widerstandsanpassung mit Hinblick auf die Grenzen im System, hier in Form des SoC und des Leistungsgleichgewichts. Mithilfe des Energiemanagements und der Verwendung von umweltfreundlichen Anlagen kann die erzeugte erneuerbare Energie im Energiespeicher gespeichert werden, um bei ausbleibender wetterbedingter Energieerzeugung diese einsetzen zu können.

Das Ziel dieser Studie ist es, ein Energiemanagementsystem für ein vorhandenes Microgrid zu

entwerfen, dass einen Energiespeicher, AC-Widerstände sowie einen Photovoltaik- und Brennstoffzellenemulator integriert und diese autark über einen Echtzeitsimulator steuert.

II. LITERATURÜBERBLICK

A. Stromfluss, Topologien, Architektur

Es existieren zwei Haupttopologien für den Energiefluss eines Microgrids, und zwar AC- und DC-basierte Microgrids. Microgrids sind über einen Schalter am Hauptnetz je nach Schalterstellung verbunden, um das Microgrid im Island-Mode (Inselnetzbetrieb) oder im Grid-Connected-Mode (Netzbetrieb) betreiben zu können.

Bei der DC-basierten Topologie werden alle Teilnehmer über Gleichrichter an die Sammelschiene des Microgrids angeschlossen, wobei zu beachten ist, dass ein Wechselrichter für die anschließende Verbindung zum Hauptnetz nötig ist. Die Sammelschiene des AC-basierten Microgrids funktioniert hingegen mit Wechselstrom, weshalb der Anschluss der verbundenen Komponenten an das Netz über Wechselrichter erfolgt. Es können ebenfalls DC- und AC-basierte Methoden kombiniert werden. In dieser Arbeit wird ein Microgrid im Island-Mode betrachtet [1,2].

B. Steuerungssystem, Regelsystem

Zu den Regelgrößen können Spannung, Frequenz, Stromstärke und die damit verbundene Leistung gehören [3]. Die Regelung der Teilnehmer des Microgrids kann über eine zentrale Steuerung, Master-Slave-Steuerung, Durchschnittslastverteilung und Ringsteuerung erfolgen.

Die zentrale Steuerung ist mit allen Quellen, Lasten und Energiespeichern verbunden und kann somit als eine Kontrolleinheit den Stromfluss anpassen/steuern. Die Master-Slave-Steuerung beruht auf dem Prinzip eines Grid-Leading-Inverters, welcher die Rolle des Masters übernimmt, während die weiteren Inverter (Wechselrichter) im Netz als Grid-Following-Inverter, und somit als Slaves fungieren. Bei der Durchschnittslastverteilung wird die momentane Last auf alle Inverter aufgeteilt und somit reguliert, weshalb jeder Inverter eine Kontrolleinheit besitzt, die sich gemäß der Last anpasst. Innerhalb der Ringsteuerung ist jeder Inverter ebenfalls mit einer Kontrolleinheit ausgestattet, welche allerdings seriell mit dem nächsten Strang verbunden ist und sich dadurch regelt. [1]

C. Kommunikationssystem

Für eine reibungslose Regelung ist eine schnelle und zuverlässige Kommunikation relevant. Hierfür können verschiedene Arten verwendet werden, wie LAN/Ethernet mit dem TCP/IP-Kommunikationsprotokoll, Glasfaser und WiFi [3,4]. In diesem Versuch ist die Kommunikation durch Ethernet erfolgt worden.

D. Energiemanagement

Ein Energiemanagement-System ist für das Microgrid essenziell, da im Netz die Koordinierung des Energieflusses Hinblick Aufrechterhaltung mit auf die des Energiegleichgewichts erfolgen soll. Falls dies nicht der Fall ist, entstehen Spannungs- und Frequenzänderungen, was eine Instabilität des Microgrids zur Folge hätte. Beim Energiemanagement von Microgrids gibt es unter anderem Annährungsverfahren, State-Machines, konventionelle und KI-basierte Ansätze. Im Folgenden wird sich auf konventionelle Ansätze und hauptsächlich State-Machines

bezogen. Konventionelle Ansätze, wie lineare, nicht-lineare und dynamische Programmierung sind mathematische Optimierungsverfahren, die den Zustand eines Microgrids analysieren und steuern, um den Betrieb zu optimieren. Hierbei wird die nicht-lineare Programmierung für nichtlineare Zusammenhänge und die dynamische Programmierung für die Unterteilung des Zielproblems verwendet. [5,7] State-Machines hingegen werden für die Zustandsänderungssteuerung in Microgrids eingesetzt, um das Netz in Echtzeit zu steuern und zu schützen. Sie erlauben eine geplante Reaktion auf verschiedene Betriebszustände, indem sie vordefinierte Aktionen auslösen, die auf den aktuellen Bedingungen basieren. State-Machines können dazu verwendet werden, um Microgrids zu stabilisieren, Lasten zu steuern, Energiequellen zu kontrollieren und Schutzmaßnahmen zu ergreifen, um die Netzzuverlässigkeit und Effizienz zu steigern. Trotz des übersichtlichen Aufbaus sind sie für die Anwendung im Microgrid mit gewissen Oszillationen verbunden, da die State-Machine auf Grundlage der Rohdaten der Sensoren Entscheidungen treffen muss. Diese Sensoren erfassen, je nach System, Ungenauigkeiten, worauf die State-Machine passend reagieren muss. Dies ist in der Untersuchung zu berücksichtigen [6].

E. Herausforderungen

Die Steuerung von Microgrids ist mit einigen Herausforderungen verbunden.

Microgrids verfügen über verschiedene Energiequellen, Energiespeicher und Wechselrichter und jede Komponente besitzt unterschiedliche Betriebscharakteristika, wie z.B. Ladekurven, Startund Abschaltzeiten und Kommunikationszeiten. Diese Aspekte müssen in Microgrids berücksichtigt werden. Des Weiteren ist die Unregelmäßigkeit und Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energieerzeugung signifikant, da dadurch zu bestimmten Zeiten hohe Leistungsspitzen oder Leistungsminima erreicht werden. Bei Energiemangel müssen entweder die Energiespeicher oder die wetterunabhängigen Energiequellen, wie Brennstoffzellen, zum Einsatz kommen, um die Volatilität der erneuerbaren Energiequellen auszugleichen. Bei Energieüberschuss im Netz im Island-Mode kann entweder die Batterie diese bzw. ausgleichen Inverter aufnehmen oder die beziehungsweise die Quellen können weniger Energie einspeisen. Ein weiterer Aspekt bezieht sich auf die Gewährleistung von kontinuierlicher Stabilität (von Frequenz und Spannung). Hierbei sind einige Punkte relevant, wie eine schnelle Kommunikation der Steuereinheit zu den jeweiligen Invertern und Störungssicherheit sowohl im Grid-Connectedals auch im Island-Mode. [8]

III. Systembeschreibung

Das folgende System umfasst einen Photovoltaik- und Brennstoffzellenemulator als Energiequelle, sowie eine Lithium-Ionen-Batterie-Einheit.

Im Folgenden werden die Funktionsweise sowie Charakteristika der Komponenten des Microgrids vorgestellt.

A. Energiequellen und Energiespeicher

1) Brennstoffzelle

Brennstoffzellen ermöglichen es, Wasserstoff in elektrische Energie umzuwandeln und damit als Kopplungstechnologie zwischen chemischer und elektrischer Energie zu dienen. Die Struktur einer Brennstoffzelle ist in Schichten aufgebaut.

An den äußeren Seiten der Zelle befindet sich die Sammelplatte, die die Leitung des elektrischen Stroms aus der Brennstoffzelle ermöglicht und die Gasdiffusionsschicht, welche für die Aufnahme von Wasserstoffund Sauerstoffmolekülen sowie die Diffusion dieser verantwortlich ist. Darauf folgen die Katalysatorschichten, welche die Elektroden bilden. An diesen erfolgen Reduktion und Oxidation. Damit Wasserstoff und Sauerstoff miteinander reagieren können müssen zunächst Wasserstoff an der Anode oxidiert und Sauerstoff an der Kathode reduziert werden. Dabei werden Elektronen freigesetzt, die einen elektrischen Stromfluss erlauben. Die Reaktionsgleichung für die Oxidation lautet wie folgt:

$$H_2 \to 2H^+ + 2e^- \tag{1}$$

Die nun positiv geladenen Wasserstoff-Ionen (Protonen) können daraufhin die nächste Schicht, die Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane, "PEM"), passieren. Diese ist für einen selektiven Transport der Protonen verantwortlich und fungiert zudem als Elektrolyt. Dadurch wird erreicht, dass nur die positiv geladenen Wasserstoff-Ionen von der Anode zur Kathode wandern können.

Die Reduktion an der Kathode erfolgt gemäß der Reaktionsgleichung:

$$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \to H_2O \tag{2}$$

Daraus ergibt sich als Gesamtreaktion:

$$\frac{1}{2}O_2 + H_2 \to H_2O \tag{3}$$

Also werden in der Brennstoffzelle die Elektronen von Wasserstoffmolekülen dafür genutzt, Sauerstoff zu reduzieren, wodurch ein elektrischer Stromkreis entsteht und Wasser als Nebenprodukt gebildet wird. [17]

ABBILDUNG 1 zeigt die Strom-Spannungskennlinie einer Brennstoffzelle. Hierbei ist zu sehen, dass die Spannung nicht konstant über die Stromdichte abfällt. Dies liegt an verschiedenen Verlusten. Die Aktivierungsverluste resultieren aus den chemischen Reaktionen, die sich beim Anschalten der Brennstoffzelle ergeben (Struktur der Membrane-Electrode-Assembly, des Katalysatormaterials, Stromdichte, Aktivitätsgraden der Reaktanten). Die ohmschen Verluste ergeben sich aus dem Widerstand der Elektroden und der Elektrolyte, welche sich proportional zur Stromdichte verhält. Die stärksten und somit problematischsten Verluste sind die Konzentrationsverluste, die sich aus der abfallenden Konzentration an den Elektroden ergeben. [9]



ABBILDUNG 1: STROM-SPANNUNGS-KENNLINIE EINER TYPISCHEN BRENNSTOFFZELLE [18].

2) Photovoltaikanlage/Solarzelle

Die Photovoltaikanlage (PV-Anlage) umfasst eine p- und n-dotierte Schicht mit einer Raumladungszone, weshalb es ähnlich wie eine Diode funktioniert, mit dem Unterschied, dass sie durch Licht angeregt wird. Durch die Absorption von Photonen durch die Solarzelle wird die Energie der Elektronen in der Raumladungszone vom Valenzband in das Leitungsband angehoben. Dadurch entsteht beim Anschließen einer Last ein Stromfluss, wobei die Elektronen durch Zurückführung in die PV-Anlage wieder rekombiniert werden, woraufhin sie durch erneute Photonenabsorption wiederum angeregt werden können.

Die Strom-Spannungskennlinie einer PV-Anlage ist hauptsächlich von der Einstrahlungsstärke und der Temperatur abhängig, sowie von dem Typen der Solarzelle. Aus der Kennlinie kann der maximale Leistungspunkt (Maximum Power Point - MPP) der PV-Anlage ermittelt werden (ABBILDUNG 2). [10, 11]



ABBILDUNG 2: STROM-SPANNUNGSKENNLINIE UND LEISTUNGS-SPANNUNGSKENNLINIE EINER PV-ANLAGE [19].

3) Batterie/Akkumulator

Die Energiespeicherung in Microgrid erfolgt über eine Lithium-Ionen-Batterie. Der Aufbau und die Funktionsweise werden in ABBILDUNG 3 ersichtlich. Beim Laden der Batterie werden sowohl die Elektronen als auch Lithium-Ionen aus den Lithium-Metall-Sauerstoffverbindungen gelöst.



ABBILDUNG 3: AUFBAU UND FUNKTIONSWEISE EINER LITHIUM-IONEN-BATTERIE [14].

Die Elektronen fließen über den positiven Stromableiter durch den äußeren Stromkreis, wobei sich die positiven-Lithium-Ionen durch den ionisch leitenden Elektrolyten zum Graphit bewegen und dort eingelagert werden. Beim Entladen der Batterie kehrt sich der Aufladeprozess um, wodurch die Elektronen und die Lithium-Ionen wieder in die positive Interkalationsverbindung eingelagert werden. Die CEI (Cathode-Electrolyte Interface) und SEI (Solid-Electrolyte Interface) Schichten fungieren hierbei als Barriere und schützen die Batterie vor unerwünschten Nebenreaktionen.

Die Spannung des Energiespeichers ist für gewöhnlich in Bezug zum State of Charge (SoC) zu berücksichtigen, da die Spannung mit abnehmendem SoC abfällt (siehe ABBILDUNG 4). Weil die verwendete Batterie allerdings eine höhere Spannung (348,8 V – 468,8 V) besitzt, ist die Spannung der Batterie im Verhältnis zur Abnahme der Spannung in Abhängigkeit zum SoC vernachlässigbar klein. [14]

Das konfigurierte AC-basierte Microgrid umfasst, wie der ABBILDUNG 5 zu entnehmen ist, einen DC-Brennstoffzellen-Emulator, der über den Grid-Connected-Inverter verbunden ist, eine Batterieeinheit und einen DC-Photovoltaik-Emulator, die jeweils über Grid-Connected-Inverter angeschlossen sind, sowie eine Lasteinheit. Hierbei ist zu beachten, dass der Photovoltaik-Emulator in dieser Untersuchung nicht eingesetzt wurde, weshalb die Leistung des Brennstoffzellen-Emulators als die Leistung beider Emulatoren angenommen wurde (P_{Input}).



Abbildung 4: SoC-Spannungskennlinie einer Lithium-Ionen-Batterie [20].

Der Grid-Leading-Inverter definiert die Spannung und Frequenz des Systems im Island-Mode. Der Grid-Connected-Inverter passt sich dementsprechend an.

Die Energieeinspeisung (P_{Input}) ergibt sich aus der Summe der steuerbaren Leistung der Brennstoffzelle ($P_{Fuel Cell}$) und der variablen Leistung der PV-Anlage (P_{PV}):

$$P_{\text{Input}} = P_{\text{Fuel Cell}} + P_{\text{PV}} \tag{4}$$

Die Batterieparameter sind in der folgenden Tabelle angegeben:

TABELLE I: PARAMETER DES BATTERIESYSTEMS.

Kapazität	27,5 Ah
Spannungsbereich	348,8 V - 468,8V
Ladestrom (max.)	13,8 A
Entladestrom (max.)	55 A

4) Energiemanagement

Das hierfür konzipierte Energiemanagementsystem in der Form einer State-Machine wurde mit Simulink erstellt und mit der Software "RT-Lab" in einem Echtzeitsimulator (Opal-RT) integriert.



ABBILDUNG 5: SYSTEMKONFIGURATION.

Der State-Chart ist in ABBILDUNG 6 dargestellt und steuert je nach Zustand den Stromfluss der Batterie oder die Widerstandsanpassung des Systems. Für die Kommunikation des Opals muss ein Datenaustausch mit jedem Teilnehmer des Microgrids erfolgen, um den Energiefluss optimal anpassen zu können. Dazu wurden Port-Adressen für jeden Parameter, den das Energiemanagementsystem zum Senden und Empfangen von Daten verwendet, vergeben und durch IP-Adressen über Ethernet-Kommunikation konfiguriert. Diese Daten konnten dadurch in der Simulink-Anwendung verwendet werden.

Der Opal kommuniziert mit dem Grid-Forming-Inverter für den Erhalt der Einspeiseströme zur Ermittlung der Einspeiseleistung (PInput). Zusätzlich werden die Spannungsund Stromwerte der drei Stränge (Va,b,c & Ia,b,c) über die Lastsensoren im System abgerufen. Diese mussten spezifisch für die Untersuchung kalibriert werden, da es sich bei diesen Sensorwerten um Rohdaten handelt. Der Verstärkungsfaktor für die einzelnen Spannungen und Ströme pro Strang wurden selbst durch die Anzeige der elektronischen Lasten bestimmt. Dieser Gain ist relevant, da die Sensoren keine reellen Werte anzeigen, sondern vielfach kleinere Spannungen und Ströme. Durch diese Werte können die Wirkleistung der Last (PLoad) und die RMS-Spannung kalkuliert werden, da diese beiden Parameter die Grundlage für die Berechnung des Batteriestroms und der Widerstandsanpassung bilden.

Das Interface der Simulink-Anwendung im "RT-Lab" wurde so gestaltet, dass der Opal den Widerstandswert der elektronischen Lasten, beziehungsweise im Falle einer Widerstandsanpassung den modifizierten Wert, über SCPI übergeben kann. Der SoC wurde zur Simulation aller Zustände ebenfalls im Simulink-Interface selbst vergeben und an die Batterie gesendet. Die Kommunikation zur Batterie ist hierbei essenziell, da das Energiemanagement die Entscheidungsgrundlage auf den SoC der Batterie stützt, welches außerhalb der Tests durch den Opal eingelesen wird.

Um die Batterie zu steuern, berechnet der Opal den Batteriestrom und kommuniziert diese mit dem Grid-Connected-Inverter der Batterie. Durch die aufgebaute Kommunikation aller Teilnehmer kann das Energiemanagement die Entscheidung treffen, ob die Batterie das Netz unterstützen soll oder eine Widerstandsanpassung vorgenommen werden muss.

Die Batterie nimmt die überschüssige Leistung im Netz auf, beziehungsweise gibt Energie an das Netz im Falle eines Energiemangels ab, weshalb sie eine relevante Komponente für die Regulierbarkeit des Netzes ist. Diese wird für die Implementation von erneuerbarer Energieerzeugung benötigt, denn dadurch kann die überschüssige, wetterabhängig erzeugte Energie gespeichert und zur späteren Anwendung werden. Widerstandsanpassungen genutzt wurden vorgenommen, wenn die Batterie, aufgrund des SoC mit Hinblick auf die Batterielebensdauer, nicht in der Lage war, Energie zu speichern oder abzugeben. Der Grund hierfür sind die Grenzen für die minimale und maximale Leistungserzeugung der Energiequellen $(P_{In_min} und P_{In_max})$. In der ABBILDUNG 6 ist zu sehen, dass der Opal den SoC-Zustand der Batterie einliest. Wenn der SoC im mittleren Bereich und die momentane Wirkleistung der Last geringer als die der maximalen Leistungserzeugung ist, das Microgrid also einen Energieeintrag erfährt, der größer ist als der Verbrauch durch die Last, wird die Batterie zur Leistungsaufnahme eingesetzt. kann Dadurch die überschüssige Energie im System den SoC der Batterie erhöhen und für spätere Situationen einsetzen. Wenn die Wirkleistung der Last allerdings höher ist als die in diesem Moment anliegende Leistungserzeugung, wird die Batterie zur Energieabgabe eingesetzt und fungiert als Unterstützung der Energiequellen. Hier ist zu beachten, dass dies für einen niedrigen und hohen SoC nicht vollständig übertragbar ist. Die Batterie kann bei einem vollen Akkustand keine Energie aufnehmen, weshalb die Widerstandserhöhung der elektronischen Lasten durch das Energiemanagement bei einer Unterschreitung der Minimalleistung der Energiequellen zum Einsatz kommen muss. Dementsprechend kann die Batterie bei einem geringen Akkustand keine Energie abgeben, wodurch bei einer Überschreitung der Maximalleistung der Energiequelle eine Widerstandsreduktion erfolgen muss.

5) Ansätze & Maßnahmen

Der Batteriestrom (I_B) setzt sich ausfolgenden Komponenten zusammen:

$$I_{\rm B} = \frac{|P_{\rm Input_max} - P_{\rm Load}|}{3V_{RMS}} \bigg|_{I_{\rm B} \le I_{\rm B} \max}$$
(5)



ABBILDUNG 6: STATE-CHART ENERGIEMANAGEMENT.

$$I_{\rm B} = I_{\rm B_max} \big|_{I_{\rm B} > I_{\rm B} \max} \tag{6}$$

Die Differenz aus der Maximalleistung der Quelle und der Last (pro Strang) wird für die Aufladung der Batterie verwendet, vorausgesetzt der Maximalstrom der Batterie $(I_{B max})$ wird nicht überschritten.

Aus der Spannung (V_{RMS}) ist ersichtlich, dass sich der Batteriestrom um eine RMS-Größe handelt, welche dem Inverter der Batterie übergeben wird. Wenn der Maximalstrom der Batterie überschritten wird, wird dieser als Batteriestrom verwendet.

Für den Auflade- und Entladestrom wurde dieselbe Berechnung verwendet, wobei der Entladestrom (I_B *Discharge*) als positiv angenommen wird.

Die Widerstandsanpassung erfolgt nach folgender Gleichung:

$$R_{\text{new_dec}} = \frac{3V_{\text{RMS}}^2}{\alpha_{\text{dec}} P_{\text{Input_min}}} \Big|_{soc_High}; \ \alpha_{\text{dec}} > 1$$
(7)

$$R_{\text{new_inc}} = \frac{3V_{RMS}^{2}}{\alpha_{\text{inc}} P_{\text{Input_max}}} \bigg|_{SoC \ Low}; \ \alpha_{\text{inc}} < 1 \qquad (8)$$

Für die Widerstandsreduktion wird die Minimalleistung der Quelle mit einem Faktor von $\alpha_{dec} > 1$ verwendet, damit das System über der minimalen Grenze der Wirkleistung arbeitet. Hierbei wurde für den Simulink-Code ein Faktor von $\alpha_{dec} = 1,25$ verwendet. Für die Widerstandserhöhung gilt es äquivalent, wobei der Faktor $\alpha_{inc} < 1$ betragen muss für einen Betrieb unterhalb der Maximalleistung der Quelle, welcher in dieser Untersuchung $\alpha_{dec} = 0,25$ entspricht.

Damit das System robust arbeitet und mit Zustandsänderungen umgehen kann, wurden Hysteresen und Gradienten-Begrenzungen eingesetzt.

Beim SoC und bei der Widerstandsanpassung wurden Hysterese-Blöcke entworfen und verwendet, um andauernde Schwankungen der Zustände des Energiemanagements zu vermeiden und somit Oszillationen im System zu reduzieren und die Batterie zu schützen (Bereich der Hysterese vom SoC: $82 \% \Leftrightarrow 78 \%$ und $52 \% \Leftrightarrow 48 \%$). Zusätzlich wurden Gradienten-Begrenzungen für die elektrischen Lasten eingesetzt, da die verwendeten Inverter nicht mit hohen negativen Leistungsänderungen umgehen können. Ebenfalls werden durch die Begrenzung der Widerstandsänderung im Falle der Widerstandsanpassung diese geglättet und weitere Oszillation im System verhindert. Die Gradienten-Begrenzung kann äquivalent für den Batteriestrom eingesetzt werden.

IV. TESTERGEBNISSE

Die folgenden drei Grafiken zeigen das Systemverhalten von einem geringen, mittleren und hohen SoC in Abhängigkeit von drei unterschiedlichen Widerständen, damit alle Zustände abgedeckt sind.

Die eingestellten Parameter des Systems sind für die Interpretation der Ergebnisse nötig und in der folgenden Tabelle für alle Phasen zusammengefasst: TABELLE II: SYSTEMPARAMETER.

Maximalstrom der Batterie (I_{B_max})	6 A
Maximalleistung der Quellen P _{In_max}	6000 W
Minimalleistung der Quellen P _{In_min}	800 W

Hierbei ist zu beachten, dass für diese Parametergrenzen eine gewisse Überschreitung berücksichtigt worden ist.

Für die drei SoC-Zustände (Hoch, Mittel, Gering) wurden jeweils drei weitere Betriebsmodi durch die folgende Testsequenz durchgeführt:

1. Der Widerstandswert wird im ersten Drittel auf 230 Ω gesetzt, um die folgende Beziehung testen zu können:

$$P_{\text{Input}_{\min}} > P_{\text{Load}}|_{R=230\Omega} \tag{9}$$

2. Im zweiten Drittel wird der Widerstandswert 50 Ω den elektronischen Lasten übergeben:

$$P_{\text{Input}_{\text{max}}} > P_{\text{Load}} > P_{\text{Input}_{\text{min}}} \Big|_{R=100\Omega}$$
(10)

3. Im letzten Drittel wird der Widerstandswert auf 25 Ω festgelegt:

$$P_{\text{Input}_{\text{max}}} < P_{\text{Load}}|_{R=25\Omega} \tag{11}$$

Im Folgenden werden die individuellen Plots der ABBILDUNG 7 bis 9 erläutert.

 $, I_{\rm B}$ Discharge" beschreibt den Entladestrom der Batterie, weshalb ein negativer Wert für die Aufladung dieser steht.

"SoC" stellt den Akkuzustand der Batterie dar, welcher aufgrund der limitierten Testzeit individuell vorgegeben werden kann. "P Load" beschreibt die Wirkleistung, die durch "R Load Out" verbraucht wird. Dabei ist zu beachten, dass die Wirkleistung ein oszillierendes Verhalten besitzt, das hauptsächlich durch den Grid-Leading-Inverter verursacht wird. Daher entsteht ebenfalls eine Oszillation im " $I_{\rm B}$ Discharge", da der Entladestrom der Batterie durch die Wirkleistung der Last und durch die RMS-Spannung berechnet wird. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass das System bei Überschreitung der maximal zu erbringenden Wirkleistung (P_{In_max}) oder Unterschreitung der minimal zu erbingenden Wirkleistung (PIn_min) der Energieerzeugung eine Widerstandsanpassung vornimmt, weshalb der Wert vom "R Load Out" sich bei gewissen Zuständen verändert. "P Input" ist die Wirkleistung der Brennstoffzelle addiert mit der PV-Anlage, dementsprechend steht sie für die Leistungserzeugung im Microgrid. Die Beziehung der Leistungserzeugung, der Energiespeicherung und der Wirkleistung der Last sieht wie folgt aus:

$$P_{\text{Load}} = P_{\text{Fuel Cell}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{Battery}}$$
(12)

 $, I_a$ " und $, V_a$ " sind die Spannungs- und Stromkurven von einem der drei Stränge. Durch alle drei Phasen wurde die Wirkleistung und die RMS-Spannung berechnet. In der ABBILDUNG 7 ist die Durchführung eines Tests mit einem hohen SoC von 90 % und die Reaktion des Systems darauf erkennbar. 1. $R = 230 \Omega$:

Da eine Unterschreitung der minimalen Leistung von 800 W vorliegt, wird der Widerstand angepasst in diesem Fall reduziert (7), da hier die Batterie einen hohen Akkustand aufweist und somit keine Energie aufnehmen d. h. nicht als Verbraucher fungieren kann. Eine weiche Änderung des Widerstandswertes (*R Load Out*) ist durch das Energiemanagement zu erkennen. Dieser Wert schwankt bei etwa 200 Ω – 220 Ω und erreicht somit eine Leistungsbegrenzung im unteren Bereich, was beim "P Load" zu erkennen ist.

2. $R = 50 \Omega$

Der Widerstandswert fällt innerhalb von fünf Sekunden von 230 Ω auf 50 Ω . Dies liegt an der Gradienten-Begrenzung des Widerstandes, um das System vor Oszillation und somit vor Schwankungen zu schützen. Ohne die Hilfe der Batterie kann die Last von den Energiequellen eigenständig versorgt werden, da die Wirkleistung der Last im gültigen Bereich liegt. Die Batterie ist hierbei inaktiv, da sie



ABBILDUNG 7: SOC-ZUSTAND HOCH.

keine überschüssige Last aufgrund des hohen SoC aufnehmen soll.

3. $R = 25 \Omega$:

Durch den geringen Widerstandswert, bedingt durch die Antiproportionalität zur Wirkleistung, steigt diese, wobei es die maximal mögliche Wirkleistungserbringung der Energiequellen übertrifft. Daher schaltet das Energiemanagement die Batterie als Unterstützung zum Netz hinzu (5), da diese über eine hohen Akkustand verfügt. Dieses Verhalten ist durch den Strom I_a zu erkennen.

In der ABBILDUNG 8 ist derselbe Test mit einem mittleren SoC von 60% zu sehen.

1. $R = 230 \Omega$:

Der hohe Widerstand führt zu einem niedrigen Leistungsverbrauch und somit zu einer hohen Differenz zwischen der Maximalleistung der Energiequellen und der Momentanleistung der Last. Daher tritt (6) in Kraft, welches in " I_B Discharge" zu erkennen ist



ABBILDUNG 8: SOC-ZUSTAND MITTEL.

2. $R = 50 \Omega$:

Die überschüssige Energie der Energiequellen wird hierbei zur Aufladung der Batterie mit einem Ladestrom von etwa 4 A verwendet (5), um für spätere Anwendungen abrufbar zu sein.

3. $R = 25 \Omega$:

Die Maximalleistung der Quellen wird hierbei überschritten, weshalb die ausreichend geladene Batterie dafür verwendet wird, die Last, wie beim hohen SoC, mit etwa 1 A zu unterstützen (5).

Die Testdurchführung mit einem geringen SoC von 30 % wird in ABBILDUNG 9 dargestellt.

1. $R = 230 \Omega$:

Äquivalent zum mittlerem SoC wird die Batterie mit dem Maximalstrom aufgeladen. Die schnellstmögliche Erhöhung des SoC ist in diesem Zustand relevant, da ein niedriger Akkustand schädlich für die Lebensdauer der Batterie sein kann.





2. $R = 50 \Omega$:

Dieser Zustand ist ebenfalls äquivalent zum mittlerem SoC, denn hier wirkt ebenfalls (5) zur Aufladung der Batterie.

3. $R = 25 \Omega$:

Aus Überschreitung der Maximalleistung der Quellen folgt im geringen SoC eine Widerstandserhöhung (R Load Out) nach (8). Da die Batterie mit einem geringen Akkustand nicht als zusätzliche Energiequelle fungieren kann, ist diese Maßnahme notwendig.

Für den Erhalt der Batterielebensdauer kann eine weitere Gradienten-Begrenzung zur Glättung des vorgegebenen Batteriestroms, die das Energiemanagement vorgibt, eingesetzt werden. Ein Vergleich dazu ist in ABBILDUNG 10 zu sehen.

Die Batterie kann je nach Möglichkeit aufgeladen werden und die gespeicherte Energie bei Leistungsbedarf an das Netz abgeben.

Das System kann durch die verwendeten Gradientenbegrenzungen Lastsprünge und durch die eingesetzte Hysterese Zustandsänderungen des SoC's tolerieren und somit eine gewisse Robustheit gewährleisten.

Allerdings sind Input-Leistung, Leistung der Last und Widerstandsanpassung mit einer Oszillation verbunden, die abhängig von den übergebenen Strom- und Spannungswerten der Stränge ist. Dies führt zu einer Verringerung der Präzision im Energiemanagement.

V. Fazit

Durch die Integration einer stabilen Energieerzeugung im Microgrid, hier in Form eines Photovoltaik- und Brennstoffzellenemulators als Energiequelle, ist eine kontinuierliche Leistungserbringung möglich, wobei die Verwendung einer Batterie dies unterstützt.

Durch die Volatilität von erneuerbaren Energien wird für die Speicherung von Energiespitzen und infolgedessen die spätere Verwendung bei Energiemangel eine Batterieeinheit benötigt.

Die Batterie kann Energieüberschüsse und Energiemangel je nach Kapazität ausgleichen, weshalb sie als Erzeuger und Last eingesetzt werden kann und somit eine Flexibilität im Netz bereitstellt. Daher sind für ein stabiles und umweltfreundliches System alle drei Komponenten mit einem übergeordneten Energiemanagement-System relevant. Das



ABBILDUNG 10:BATTERIESTROM VERGLEICH GEGLÄTTET.

Energiemanagement entscheidet je nach SoC wie es den Stromfluss kontrollieren kann. Hierbei wurden drei Zustände definiert: hoch (SoC > 80 %), mittel (80 % > SoC > 50 %) und gering (50 % > SoC). Je geringer der SoC, desto geringer wird die Batterie zur Energieabgabe belastet und je nach Möglichkeit geladen. Je höher der SoC, desto mehr unterstützt die Batterie das System durch Energieabgabe. Das verwendete Energiemanagementsystem stützt sich auf den Batteriestrom und bei Nicht-Erbringung der Nennleistung auf eine Widerstandsanpassung mit Hinblick auf die oben genannten SoC-Zustände. Jedoch führt die Berechnung dieser beiden Komponenten aufgrund der Verwendung einer State-Machine und der Oszillation der aufgenommenen Strom- und Spannungswerte zu einer Oszillation des Batteriestroms und der Widerstandsanpassung. Diese kann zum einen durch Glättungsverfahren korrigiert werden, was hierbei für die Widerstandsanpassung integriert wurde. Allerdings verringert es die Reaktionsschnelligkeit des Systems, weshalb die Glättung der Widerstandsänderung nicht zu hoch sein sollte. Zum anderen wurde als Präventionsmaßnahme bei dem SoC der Batterie und bei der Widerstandsanpassung eine Hysterese dauerhafte Zustandsänderungen eingesetzt, um des Energiemanagements zu verhindern. Das hierbei erstellte Energiemanagement ist für den Island-Mode entwickelt worden. Das Energiemanagement des Microgrids ist somit funktionsfähig und reagiert auf Zustandsänderungen.

DANKSAGUNG

Ich möchte mich besonders bei meinen Betreuern Kazem Pourhossein und Diego Gomez für Ihre Unterstützung und ihr Vertrauen während der gesamten Arbeit bedanken. Durch deren Fachwissen und Kompetenz konnte ich wertvolle Erfahrung sammeln können. Ebenfalls möchte ich mich beim gesamten Team bedanken.

Dieser Beitrag im Forschungsprojekt CoupleIT! wird durch dtec.bw–Zentrum für Digitalisierungs- und Technologie-forschung der Bundeswehr gefördert. dtec.bw wird von der European Union – NextGenerationEU finanziert.

LITERATUR

- K. Cabana-Jiménez, J. E. Candelo-Becerra, and V. Sousa Santos, "Comprehensive Analysis of Microgrids Configurations and Topologies," *Sustainability*, vol. 14, no. 3, 1056, 2022.
- [2] K. Cabana-Jiménez, J. E. Candelo-Becerra, and V. Sousa Santos, "Comprehensive Analysis of Microgrids Configurations and Topologies," *Sustainability*, vol. 14, no. 3, 1056, 2022.
- [3] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, ,, Comprehensive Study on Microgrid Technology," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 5, no. 1, pp. 1–14, 2014.
- [4] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "A Review of Existing Microgrid Architectures," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 4, 2013.
- [5] G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, "Role of Optimization Techniques in Microgrid Energy Management Systems—A Review," Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 49, 2022.
- [6] J. Wang, C. Zhao, A. Pratt, and M. Baggu, "Design of an Advanced Energy Management System for Microgrid Control Using a State Machine," *Applied Energy*, vol. 245, 2018, pp. 354–366.
- [7] S. Jamal, N. M. L. Tan, and J. Pasupuleti, "A Review of Energy Management and Power Management Systems for Microgrid and Nanogrid Applications," *Sustainability*, vol. 13, no. 18, 10331, 2021.
- [8] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and İ. Alan, "Enhancing Smart Grid with Microgrids: Challenges and

Opportunities," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 703–719, 2017.

- [9] Z. Li, Z. Zheng, L. Xu, and X. Lu, "A Review of the Applications of Fuel Cells in Microgrids: Opportunities and Challenges," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, no. 8, 2019.
- [10] Wikipedia, "Photovoltaik Technische Grundlagen." [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik#Technische_Grundlage
- n. [Accessed: Aug. 27, 2024].
 [11] H.-J. Lewerenz and H. Jungblut, "Photovoltaik: Grundlagen und Anwendungen." Springer-Verlag, 1995.
- [12] R. Gugulothu, B. Nagu, and D. Pullaguram, "Energy Management Strategy for Standalone DC Microgrid System with Photovoltaic/Fuel Cell/Battery Storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 7, 2023.
- [13] R. Ramakumar and J. E. Bigger, "Photovoltaic Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-19, no. 1, 1993.
- [14] A. Shaker, "Analyse und Erstellung einer Übersicht von Energiespeicher und Komponenten zur drahtlosen Energieübertragung für den Einsatz in sensorintegrierenden Maschinenelementen," Bachelorarbeit, TUHH, Germany, 2022, p.14.
- [15] X. Zhou, T. Guo, and Y. Ma, "An Overview on Microgrid Technology," *IEEE*, 2015.
- [16] M. F. Roslana, M. A. Hannan, and P. Jern, "Microgrid Control Methods Toward Achieving Sustainable Energy Management," *Applied Energy*, vol. 252, 2019.
- [17] D. Akinyele, E. Olabode, and A. Amole, "Review of Fuel Cell Technologies and Applications for Sustainable Microgrid Systems," *Inventions*, vol. 5, no. 3, 42, 2020.
- [18] Z. Li, Z. Zheng, L. Xu, and X. Lu, "A Review of the Applications of Fuel Cells in Microgrids: Opportunities and Challenges," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, no. 8, 2019, p. 4.
- [19] R. Gugulothu, B. Nagu, and D. Pullaguram, "Energy Management Strategy for Standalone DC Microgrid System with Photovoltaic/Fuel Cell/Battery Storage," 2023, p. 4.
- [20] All Electronics, "Batteriezellen Simulatoren." [Online]. Available: https://www.all-electronics.de/automotivetransportation/batteriezellen-simulatoren.html. [Accessed: Aug. 28, 2024].

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025
Kapitel 3

Neue Ansätze bei der Netzanalyse und Netzsteuerung

mit Beiträgen von

Hamburger Energiewerke GmbH Technische Universität Hamburg Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

hySOLUTIONS GmbH

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Wärmelastprognose mittels eines neuronalen Netzwerkes

Johanna Wiedemer

Systemplanung & Innovation Hamburger Energiewerke GmbH Hamburg, Deutschland *johanna.wiedemer@hamburger-energiewerke.de

Kurzfassung- Das Künstliche Neuronale Netz Framework "Sequenzia" erstellt Wärmelastprognosen für jede Art von Fernwärmenetzen, indem es historische Wetterdaten und Klimaszenarien integriert. Durch eine umfassende Datenvorverarbeitung und gezielte Feature-Studien erzielt es hohe Prognosegüten (in den hier betrachteten Modellen R²-Werte von 0,995 und 0,924). Das effiziente Framework ermöglicht es, schnell neue KNN-Modelle zu erstellen und zu trainieren, was die Anpassungsfähigkeit und Flexibilität der Prognosen verbessert. Zukünftige Anwendungen umfassen individuelle Wärmebedarfsprognosen und die Nutzung in kleineren Netzen, was die Netzsteuerung verbessert.

Stichworte – Wärmelastprognose, Künstliche Intelligenz, Neuronale Netze, Datenanalyse, Fernwärme

NOMENKLATUR

- DWD Deutscher Wetterdienst
- HEnW Hamburger Energiewerke GmbH
- KI Künstliche Intelligenz
- KNN Künstliche neuronale Netze

I. EINLEITUNG

Wärmelastprognosen sind ein etablierter Bestandteil der operativen und strategischen Steuerung von Fernwärmenetzen. Traditionell beruhen diese Prognosen auf deterministischen Modellen, die überwiegend wie historische Daten Energieverbräuche und meteorologische Parameter berücksichtigen. Mit dem Aufkommen der künstlichen Intelligenz (KI) und der Anwendung maschinellen Lernens eröffnen sich jedoch neuartige, datengetriebene Ansätze, die in der Lage sind, komplexe, nicht-lineare Zusammenhänge zu modellieren und präzisere Vorhersagen zu ermöglichen.

Die Integration von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) in die Wärmelastprognose stellt eine innovative Weiterentwicklung dar. Im Gegensatz zu den bisherigen traditionellen Ansätzen der Hamburger Energiewerke (HEnW) ermöglichen KNN durch den Einsatz moderner Technologien wie Python und TensorFlow eine benutzerfreundliche und gut dokumentierte Lösung. Durch die Implementierung eines Frameworks mit der KNN-Konfiguration und eines zugehörigen Datenverarbeitungsfunktionen anstelle eines einzigen KNN ist diese Methode auch flexibler und schneller anpassbar an Bedingungen. Im Falle signifikanter veränderte Änderungen des Verbrauchsverhaltens oder klimatischer

Faktoren können neue KNN-Modelle so mitunter rasch erstellt und trainiert werden, wodurch sie eine deutlich höhere Anpassungsgeschwindigkeit bieten als traditionelle Ansätze. Diese Flexibilität ist besonders relevant angesichts exogener Einflussfaktoren, wie zum Beispiel den jüngsten Entwicklungen an den Energiemärkten, die zu veränderten Rahmenbedingungen führten. Vor dem Hintergrund klimatischer Veränderungen, wie milderen Wintern, wird die Rolle verlässlicher Prognosen immer bedeutender, da diese Entwicklungen Einbußen im Wärmeabsatz zur Folge haben können.

Die KNN-Konfiguration "Sequenzia", die in diesem Rahmen entwickelt wurde, zielt darauf ab, durch den Einsatz moderner KI-Methoden langfristige, robuste Wärmelastprognosen zu erstellen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Fähigkeit der Modelle, sich nahtlos in die bestehende Dateninfrastruktur der HEnW einzugliedern und damit sowohl historische Wetterdaten als auch zukünftige Klimaszenarien zu berücksichtigen, wie sie etwa durch Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [1] bereitgestellt werden. Die langfristigen Prognosen dienen primär der strategischen Planung des Wärmeabsatzes und dem Ausbau der Versorgungsinfrastruktur, während kurzfristige Optimierungen für den operativen Netzbetrieb im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt werden.

II. DATENGRUNDLAGE

Wesentlich für den Erfolg eines KNN ist die zugrundeliegende Datenbasis. Daher wird im Folgenden die Datengrundlage sowie deren Aufbereitung und Verarbeitung im Detail beleuchtet.

Die HEnW erfassen eine Vielzahl unterschiedlicher Messdaten, um das Fernwärmenetz und die einspeisenden Werke zu steuern und zu überwachen. Hierzu zählen unter anderem die Temperatur des Heizwassers, der Wärmeverbrauch an einigen Hausstationen und die erzeugte Wärmemenge an den Ausgängen der Erzeuger. Für die langfristige Wärmelastprognose, die den strategischen Ausbau des Netzes und die Erzeugungsanlagenplanung unterstützt, ist jedoch primär die am Ausgang der Werke gemessene Wärmemenge relevant. Diese Messgröße spiegelt den gesamten Wärmebedarf des Netzes wider und bildet die Grundlage für die Prognosemodelle.

Dazu fließen meteorologische Daten, die eine Einschätzung der zukünftigen klimatischen Bedingungen ermöglichen, in die Prognose ein. Hierbei kommen die Testreferenzjahre des DWD zum Einsatz, die auf Basis von historischen Wetterdaten und regionalen Klimamodellen (RCM) entwickelt wurden. Diese liegen je für das Jahr 2015 und 2045 als stündlich aufgelöster Witterungsverlauf in je drei Szenarien vor: Ein durchschnittliches Szenario, ein Szenario mit besonders kaltem Winter und ein Szenario mit einem besonders heißen Sommer. [1] Im Rahmen eines vorangegangenen Projektes bei den HEnW wurde aus den einzelnen Datensätzen für je 2015 und 2045 jeweils durchgehende, stündliche Witterungsverläufe erstellt, die kontinuierliche Zeitreihen bis 2045 liefert.

Die Datenvorverarbeitung stellt einen essenziellen Schritt in der Entwicklung einer präzisen Prognose dar. Insbesondere bei den erhobenen Messdaten ist eine umfassende Datenbereinigung von zentraler Bedeutung, um unvollständige oder fehlerhafte Datenpunkte zu eliminieren, die das Modell negativ beeinflussen könnten.

Ein wesentliches Ziel der Vorverarbeitung ist es, sicherzustellen, dass das neuronale Netz ausschließlich normale Betriebszustände des Fernwärmenetzes erlernt. Zu diesem Zweck wurde ein spezifischer Filter entwickelt, der in der Lage ist, außerplanmäßigen Stillstand in den Erzeugern zu identifizieren. Solche Störungen, die unterschiedliche Ursachen haben können, sind meist nur geringfügig und durch die Wärmeträgheit des Netzes für die Endverbraucher kaum wahrnehmbar. Kurzfristig sorgen sie aber dafür, dass die eingespeiste Wärmemenge in diesem Moment nicht der abgenommenen Wärmemenge entspricht und somit nicht repräsentativ für das Kundenverhalten ist. In den Messdaten sind sie jedoch erkennbar und könnten das Training des neuronalen Netzes verfälschen. Der Datenfilter berechnet den Median der Vorlauftemperaturen aller Erzeugungsanlagen, der normgerechte die Soll-Vorlauftemperatur gemäß den Vorgaben der Leitwarte repräsentiert. Wird an einem Werk eine signifikante Unterschreitung dieses Medianwertes festgestellt, deutet dies auf eine potenzielle Störung im Kraftwerk hin, und die betroffenen Datenpunkte werden konsequent aus dem Trainingsdatensatz entfernt. Eine solche Störung ist in ABBILDUNG 1 dargestellt.



ABBILDUNG 1: VORLAUFTEMPERATUREN DER EINSPEISENDEN STANDORTE IM FEBRUAR 2012. DARGESTELLT SIND UNERWARTETE AUSFÄLLE DES HEIZKRAFTWERKS WEDEL, WELCHE ZUM EINBRUCH DER VORLAUFTEMPERATUR AN DIESEM STANDORT FÜHRTE. DER ERSTE AUSFALL WAR AM 2. FEBRUAR 2012, EIN WEITERER FOLGTE AM ABEND DES 4. FEBRUARS UND ZOG SICH BIS ZUM 7. FEBRUAR 2012 HIN.

Ein weiterer entscheidender Faktor der Vorverarbeitung ist die Auswahl geeigneter Zeiträume für das Training des neuronalen Netzes. Auf Seiten der HEnW stehen Messdaten seit dem Jahr 2000 zur Verfügung. Der DWD stellt für Hamburg seit 1949 Wettermessungen zur Verfügung.

Die Ausgangsgröße von Sequenzia ist der Lastfaktor, welcher die relative Auslastung des Fernwärmenetzes zu einem bestimmten Zeitpunkt beschreibt. Dieser wird berechnet, indem die summierte Wärmeleistung der einspeisenden Werke der HEnW durch die Vertragsleistung aller Kunden des Fernwärmenetzes dividiert wird. Mithilfe dieser Kenngröße erlernt das Modell also primär das Kundenverhalten anstelle einer absoluten Wärmemenge zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die in einer Prognose ermittelte relative Lastkurve kann durch die Multiplikation mit der aktuell gültigen vertraglichen Kundenleistung wieder in eine absolute Wärmemenge transformiert werden. Daher bleibt die Prognosefähigkeit des Modells unabhängig von der Anzahl der angeschlossenen Kunden bestehen, was eine konstante und zuverlässige Anwendbarkeit auch bei zukünftigem wachsenden Netzausbau und Verbrauchsmengen sicherstellt.

Für die Langfristprognose wird zunächst ein Modell trainiert, welches die Daten der Jahre 2010 bis 2019 berücksichtigt. Es repräsentiert das durchschnittliche Kundenverhalten in diesem Zeitraum, welches durch eine weitgehende Konstanz gekennzeichnet ist. Ab dem Jahr 2020 treten jedoch Veränderungen im Kundenverhalten auf, die zunächst auf die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und später auf die infolge der angespannten Energiemärkte initiierten Sparmaßnahmen zurückzuführen sind. Um diesen geänderten Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen, wird ein zweites KNN trainiert, das auf die neuen Verhaltensmuster spezialisiert ist und so eine präzisere Prognose unter den veränderten Bedingungen ermöglicht.

III. FEATURESTUDIE

Zur Maximierung der Prognosegüte von Sequenzia wird eine Featurestudie durchgeführt, um die optimalen Eingangsgrößen (Features) zu identifizieren. Hierbei stehen folgende potenzielle Features zur Auswahl: Der gleitende Mittelwert der Außenlufttemperatur über verschiedene Zeitintervalle (von 2 h bis zu 256 h), minimale und maximale Temperaturen am Tag, Tagesdurchschnittstemperaturen, Jahreszeit, Tag der Woche, Deklaration von Feiertagen bzw. Werktagen, Tag im Jahr, sowie die Stunde des Tages. Diese Auswahl basiert auf Expertenwissen, welches durch langjährige Erfahrung mit dem Betrieb eines Fernwärmenetzes gesammelt wurde.

Die Auswahl der relevantesten Features erfolgt mittels drei komplementärer Analysemethoden: Korrelation, modellbasierte Featureselektion und iterative Featureeliminierung

1) Korrelation

Zunächst wird eine Korrelationsanalyse durchgeführt, in der die Features anhand der Korrelationskoeffizienten nach Kendall, Pearson und Spearman [2] evaluiert werden. Die Analyse ergibt, dass insbesondere die gleitenden Mittelwerte der Temperatur über verschiedene Zeiträume eine hohe Korrelation zur Wärmelast aufweist. Temperaturdaten im Allgemeinen, sowie die Jahreszeit als Zeitfeature (insbesondere Sommer und Winter), zeigen ebenfalls eine starke Korrelation zur Wärmelast. Da die Ergebnisse der unterschiedlichen Korrelationsmethoden weitgehend übereinstimmten, wird die Robustheit dieser Erkenntnisse bestätigt.

2) Modellbasierte Featureselektion

Daraufhin wird eine modellbasierte Featureselektion durchgeführt, bei der Entscheidungswälder (RandomForest-Regressor [3] und GradientBoostingRegressor [4], beide konfiguriert mit jeweils 100 Bäumen) trainiert werden, um die Relevanz der einzelnen Features direkt aus den Modellen abzuleiten. Diese Verfahren ermöglichen es, die Gewichtung der einzelnen Features zu ermitteln und ihre Bedeutung für das Modell zu quantifizieren. Die Ergebnisse dieser modellbasierten Analyse bestätigten weitestgehend die in der Korrelationsanalyse gewonnenen Erkenntnisse. Ein Auszug dieser Ergebnisse ist in TABELLE I zu sehen.

TABELLE I: ERGEBNISSE DER MODELLBASIERTEN FEATURESTUDIE MITHILFE DES GRADIENTBOOSTINGREGRESSOR. DIE GEWICHTUNGEN WURDEN ABSTEIGEND SORTIERT UND AUF DIE GRÖßten 20 reduziert.

Feature	Gewichtung
T_amb_max	0,245325
T amb mean 32h	0,167682
T amb mean 64h	0,158995
$T_amb_mean_{128h}$	0,142841
T_amb_mean_16h	0,105225
$T_amb_mean_256h$	0,069955
T_amb	0,047724
T_amb_mean_2h	0,042216
Jahreszeit 1 (Win-	0,003990
ter)	
Stunde_1	0,002140
Stunde 0	0,001989
Stunde 2	0,001901
Stunde_23	0,001820
Werktag_0 (Arbeits-	0,001289
tag)	
Stunde_3	0,001084
Stunde_22	0,000920
$T_amb_mean_4h$	0,000840
Jahreszeit_2 (Früh-	0,000639
ling)	
$T_amb_mean_{12h}$	0,000637
Jahreszeit_4 (Herbst)	0,000516
Jahreszeit_3 (Som-	0,000309
mer)	

3) Iterative Featureelimination

Abschließend wurde eine iterative Featureeliminierung durchgeführt, bei der das neuronale Netz schrittweise mit verschiedenen Featurekombinationen trainiert wurde. Ausgangspunkt ist ein Modell, das alle verfügbaren Features berücksichtigt. Anschließend wird sukzessive jeweils ein Feature entfernt und die Auswirkungen auf die Modellleistung überprüft. Verschlechtert sich die Prognosegüte durch das Entfernen eines Features, wird es im Modell belassen. Diese Prozedur wird mehrfach wiederholt, um die wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen den Features zu berücksichtigen. Die Ergebnisse dieser Analyse stützten und verfeinerten die bisherigen Erkenntnisse aus der Korrelation und der modellbasierten Selektion.

4) Finale Featureauswahl

Die finale Auswahl der Features umfasst:

- Tagesdurchschnittstemperatur
- Niedrigster stündlicher Temperaturmittelwert

- Höchster stündlicher Temperaturmittelwert
- Gleitender Mittelwert der Temperatur über 4, 8, 12, 16, 32, 62, 128 und 256 Stunden
- Stunde des Tages (0 23)
- Jahreszeit (1-4)
- Werktag (0 2: Werktag, halber Werktag, Feiertag)

Features ermöglichen es, die zeitliche Diese Abhängigkeit der Wärmelast adäquat abzubilden, ohne dabei die Komplexität des Modells unnötig zu erhöhen. Zeitreihenprognosen sind üblicherweise stark von historischen Daten abhängig, was mithilfe von rekurrenten KNN gelöst werden kann. Bei Sequenzia wird das vergangenheitsabhängige Wissen nicht direkt im KNN selbst verarbeitet. Stattdessen wird die vergangene Entwicklung der Temperatur durch die gezielt ausgewählten Features, insbesondere die gleitenden Temperaturmittelwerte, abgebildet. Dadurch ist es möglich, dem KNN stündliche Zeitabschnitte des Datensatzes unabhängig voneinander zu präsentieren, wodurch diese Stunden nicht zwangsläufig in einer kontinuierlichen Folge stehen müssen. Dies erlaubt es, Lücken in den Daten zu tolerieren, was die Flexibilität des Modells erhöht. Infolgedessen können einzelne Stunden, beispielsweise bei fehlerhaften Messwerten, ohne wesentlichen Verlust an Informationsgehalt aus den Daten entfernt werden.

IV. MODELLTRAINING UND ERGEBNISANALYSE

Das neuronale Netz wird vollständig in Python unter Einsatz der TensorFlow- und Keras-Bibliotheken implementiert. TensorFlow, eine weit verbreitete Open-Source-Bibliothek für maschinelles Lernen, bietet eine leistungsfähige und flexible Plattform zur Entwicklung und zum Training neuronaler Netzwerke, während Keras als High-Level-API für die einfache und effiziente Modellierung dient. [5] [6]

A. Modellarchitektur

Für die Konfiguration von Sequenzia wird auf den KerasTuner gesetzt. Der KerasTuner ermöglicht eine systematische und automatisierte Suche nach den besten Hyperparametern für das Modell. Dabei werden verschiedene Architekturen und Parameterkombinationen getestet, um die Leistung des Modells zu maximieren.

$$g(z) = \max\{0, z\} \tag{1}$$

Das beste Ergebnis aus 200 zufällig ausgewählten Kombinationen ist schließlich ein neuronales Netz aus zwei Schichten (Layers), wobei jede Schicht 90 Neuronen (Units) verwendet. Die gewählte Aktivierungsfunktion für jede Schicht ist die ReLU (Rectified Linear Unit, siehe Formel (1)). ReLU ist eine Aktivierungsfunktion, die negative Eingabewerte auf null setzt und positive Eingaben unverändert weitergibt [7].

Zur Erhöhung der Modellrobustheit und zur Vermeidung von Overfitting wird auch die Implementierung einer Dropout-Rate evaluiert. Allerdings zeigt die durchgeführte Hyperparameteroptimierung, dass für das vorliegende Modell eine Dropoutrate von 0 die besten Ergebnisse erzielte, was impliziert, dass keine Neuronen während des Trainings zufällig deaktiviert werden. Normalerweise wird eine Dropoutrate dazu verwendet, um die Generalisierungsfähigkeit auf unbekannte Daten zu erhöhen und zu verhindern, dass das Modell Ausreißer erlernt. [7] Da bereits eine umfangreiche Datenvorfilterung stattgefunden hat, erzielt das Modell ohne diese Dropoutrate die besten Ergebnisse.

Als Optimierungsalgorithmus kommt der Adam-Optimizer [8] zum Einsatz. Die finale Lernrate wird dabei auf 0,001 festgelegt, um eine optimale Balance zwischen Konvergenzgeschwindigkeit und Modellgenauigkeit zu gewährleisten.

Die Trainings- und Prognosedauer eines Sequenzia Modells ist abhängig von der Anzahl der zu verarbeitenden Daten, beläuft sich jedoch auf wenige Sekunden bis Minuten. Eine stündlich aufgelöste Prognose für ein Jahr (8760 Datenpunkte) dauert bei Nutzung eines gewöhnlichen Intel® Core™ i5 (8265U) – Prozessors knapp zwei Sekunden. Unter diesem Prozessor dauerte das Training des Modells mit Trainingsdaten aus zehn Jahren (ebenfalls stündlich aufgelöst) etwa sechs Minuten.

B. Qualitätskriterien

Zur Bewertung der Modellgüte wurde der R²-Wert (Bestimmtheitsmaß) als Metrik verwendet. R² misst, wie gut die vorhergesagten Werte des Modells mit den tatsächlichen Werten übereinstimmen. Der Wert liegt zwischen 0 und 1, wobei ein Wert von 1 bedeutet, dass das Modell die tatsächlichen Werte perfekt vorhersagt. In der Praxis zeigt ein hoher R²-Wert, dass das Modell eine starke Übereinstimmung zwischen den Vorhersagen und den tatsächlichen Ergebnissen erreicht hat, was es zu einer geeigneten Metrik für diese Art von Regressionsproblem macht. [2]

Im Rahmen der Modellkonfiguration und implementierung wird auch die Codequalität und -stabilität sichergestellt. Hierfür kommt das Test-Framework Pytest zum Einsatz. Pytest ist eine bewährte und verbreitete Python-Bibliothek, die die Implementierung von Unit-Tests erleichtert. Durch gezielte Tests können einzelne Funktionen und Module des Codes auf ihre Korrektheit und Robustheit überprüft werden. Die Anwendung von Pytest ermöglicht es, Fehler frühzeitig zu identifizieren und sicherzustellen, dass die grundlegende Funktionalität des Codes auch bei künftigen Anpassungen und Erweiterungen erhalten bleibt.

C. Ergebnisse

Um die Prognosefähigkeit der Modelle zu validieren, werden ihnen historische, untrainierte Daten vorgelegt. Das erste Modell mit Trainingsdaten von 2010 - 2019 wird mit Daten aus der Heizperiode 2021/2022 validiert (vgl. ABBILDUNG 2). Das Verbrauchsverhalten dieses Zeitraums korrespondiert weitgehend mit dem Trainingszeitraums trotz ungewöhnlicher Umstände wie die zu dem Zeitpunkt noch stattfindende Covid-19 Pandemie. Das numerische Ergebnis ist hier ein R²-Wert von 0,995.

Das zweite Modell, welches die Entwicklung der jüngsten Ereignisse und das damit verbundene, veränderte Kundenverhalten berücksichtigt, wird auf Basis der Heizperiode 2023/2024 trainiert (1.06.2023 – 28.02.2024).



Abbildung 2: Graphische Darstellung der Vorhersagegenauigkeit mit Sequenzia, trainiert mit Daten von 2010 – 2019.

Trotz des kürzeren Trainingszeitraums sind die Daten des Wärmenetzes der HEnW qualitativ hochwertig genug, um eine hohe Prognosegüte zu erreichen. In der Prüfung auf untrainierte Daten (März und April 2024) liegt die Vorhersagegenauigkeit des neuen Modells auf einem ähnlich hohen Niveau wie das Modell mit Training auf Daten von 2010 – 2019 mit einem R²-Wert von 0,924 während das bereits bestehende Modell für denselben Zeitraum eine Genauigkeit von R² = 0,850 hat, was auf das veränderte Kundenverhalten zurückzuführen ist (siehe ABBILDUNG 3).



ABBILDUNG 3: PROGNOSEVERGLEICH DER MODELLE, DIE AUF UNTERSCHIEDLICHES KUNDENVERHALTEN TRAINIERT SIND.

Beide Modelle finden ihre Anwendung in der langfristigen Wärmelastprognose der HEnW und tragen dazu bei, einen fundierten Erwartungshorizont für zukünftige Wärmeabnahmen zu entwickeln.

V. AUSBLICK

Der Ausblick auf die zukünftige Nutzung von Sequenzia zeigt das große Potenzial dieses neuronalen Netzes für eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsfälle. Aufgrund seiner flexiblen und skalierbaren Architektur lässt sich Sequenzia an verschiedene spezifische Szenarien anpassen, wodurch die Einsatzmöglichkeiten erheblich erweitert werden. Ein besonders vielversprechender Anwendungsbereich besteht in der individuellen Prognose des Wärmebedarfs auf Verbraucherebene. Durch die Möglichkeit, für jeden Smart Meter, der bei einem Endverbraucher installiert ist, ein spezifisches Sequenzia-Modell zu trainieren, wird es möglich, auf der Abnehmerseite präzise Vorhersagen zu erstellen. Dies eröffnet Perspektiven für eine optimierte Steuerung des Wärmeverbrauchs auf Mikroebene und bietet die Grundlage für personalisierte Effizienzmaßnahmen.

Darüber hinaus kann Sequenzia nicht nur für das gesamte Stadtnetz genutzt werden, sondern auch auf kleinere, abgegrenzte Inselnetze angewendet werden. Dies erlaubt eine dezentrale Betrachtung und eine präzise Prognose auch in kleineren Netzen, die beispielsweise aufgrund regionaler Besonderheiten oder spezifischer Anforderungen von separaten Modellen profitieren.

Ein weiterer Nutzen von Sequenzia liegt in der Ableitung vielfältiger Werte aus den Prognosen. Diese Daten bieten eine wertvolle Basis für weiterführende Analysen und Optimierungsmaßnahmen, die sowohl auf systemischer als auch auf lokaler Ebene zu Effizienzsteigerungen führen können. Insbesondere ermöglichen diese Prognosen, potenzielle Engpässe oder Überkapazitäten frühzeitig zu identifizieren und entsprechende Gegenmaßnahmen in die strategische Planung zu integrieren.

Somit bietet Sequenzia nicht nur kurzfristige Vorteile durch den Einsatz in der Wärmelastprognose, sondern auch langfristige Potenziale zur Weiterentwicklung der gesamten Netzsteuerung und -optimierung.

LITERATUR

[1] "Testreferenzjahre des DWD," Deutscher Wetterdienst, [Online]. Available:

https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzj ahre.html. [Zugriff am 8 November 2022].

- [2] T. Benesch, Schlüsselkonzepte zur Statistik, Springer Spektrum, 2013.
- [3] "scikit learn RandomForestRegressor," [Online]. Available: https://scikitlearn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.RandomFor

estRegressor.html. [Zugriff am 18 Januar 2023].

[4] "scikit learn GradientBoostingRegressor," [Online]. Available: https://scikitlearn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.GradientBoo

stingRegressor.html. [Zugriff am 18 Januar 2023].

- [5] "TensorFlow An end-to-end platform for machine learning," [Online]. Available: https://www.tensorflow.org/. [Zugriff am Januar 2023].
- [6] "Keras," [Online]. Available: https://keras.io/. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [7] I. Goodfellow, Deep Learning Das umfassende Handbuch, mitp, 2018.
- [8] D. P.Kingma und J. Ba, "Adam: A Method for Stochastic Optimization," San Diego, 2017.
- [9] T. Rashid, Neuronale Netze selbst programmieren, dpunkt.verlag, 2017.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Validierung einer standardisierten Netzimpedanznachbildung zur Bewertung nichtlinearer Verbraucher

Maximilian Schifferdecker*, Marc Florian Meyer, Florian Grumm, Marvin Erhardt, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *maximilian.schifferdecker@hsu.hamburg

Kurzfassung – Diese Veröffentlichung beschreibt den Aufbau. die Vermessung und die Bewertung von Netzimpedanznachbildungen zur Analyse von Störaussendungen von elektrischen Verbrauchern der Niederspannungsebene. Grundlage für den Amplituden- und Phasengang der Netzimpedanz ist die Norm DIN IEC/TS 62578, die für Frequenzen bis 9 kHz gültig ist. Da die Impedanznachbildung aus einem Netzwerk aus passiven Bauteilen besteht, wird der Einfluss von Bauteiltoleranzen auf den Amplituden- und Phasengang der Impedanz untersucht. Dafür werden mittels Parametervariation alle Kombinationen der Toleranzen simuliert, um die maximalen Abweichungen vom definierten Verlauf zu bestimmen. Aus dem Vergleich der Vermessung mit Simulationen der Bauteiltoleranzen den sind Optimierungspotentiale für die Netznachbildung ableitbar.

Stichworte – Netzimpedanznachbildung, DIN EN 61000-4-7, Störaussendung, Niederspannung

Nomenklatur

NIN	Netzimpedanznachbildung
f in Hz	Frequenz
<u>Z</u> in Ω	Komplexe Impedanz
$R \text{ in } \Omega$	Ohmscher Widerstand
<i>L</i> in H	Induktivität
C in F	Kapazität
ω in 1/s	Kreisfrequenz

I. EINLEITUNG

Durch die stetig steigende Anzahl von leistungselektronischen Komponenten, Verbrauchern sowie Erzeugern in öffentlichen und industriellen elektrischen Netzen, nehmen die leitungsgebundenen Störaussendungen zu, die an das Netz angeschlossene Verbraucher und Erzeuger beeinflussen. Hierzu zählen vor allem LED-Vorschaltgeräte, (klein) PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen [1].

Ebenfalls steigt der Einsatz von leistungselektronischen Komponenten im industriellen Umfeld, wie z. B. durch Frequenzumrichter geregelte Antriebe und DC-Schnellladesysteme für Elektrofahrzeuge. Diese Verbraucher weisen ein nichtlineares Verhalten auf [2] und erzeugen so Störaussendungen. Um die auftretenden Störaussendungen von Verbrauchern standardisiert vermessen und bewerten zu können, gibt die Norm "DIN IEC/TS 62578 VDE V 0558-578:2018-09" einen aus realen Messdaten abgeleiteten Verlauf für eine Netzimpedanznachbildung (NIN) an [3], die zwischen eine Wechselspannungsquelle und das zu vermessende Gerät geschaltet ist; siehe ABBILDUNG 1.



ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHER MESSAUFBAU FÜR DIE MESSUNG VON STÖRAUSSENDUNGEN VON VERBRAUCHERN.

Zur qualifizierten Bewertung von Störaussendungen durch Elektrofahrzeuge wird im Folgenden eine Netzimpedanznachbildung nach Vorgabe der Norm gefertigt, vermessen und mit einer Simulation des optimalen Verlaufs verglichen.

II. NETZIMPEDANZNACHBILDUNG NACH UNTERSCHIEDLICHEN NORMEN

Netzimpedanznachbildungen (NIN) oder auch Line Impedance Stabilisation Network (LISN) oder Artificial Mains Network (AMN) sind elektrische Impedanznetzwerke aus passiven Bauelemente. Sie dienen der standardisierten Vermessung von Störaussendungen elektrischer Verbraucher, um deren Netzrückwirkungen zu bewerten [3, 4]. Eine erste Empfehlung für die Auslegung der Bauelemente gibt die Norm "DIN EN 61000-4-7 VDE 0847-4-7:2009-12" [5]. In [3] wurden die Werte der Bauteile überarbeitet, da der Einfluss von aktiven Netzstromrichtern (AIC) und anderen leistungselektronischen Komponenten, welche die Netzimpedanz stark beeinflussen, in der Empfehlung aus [5] unberücksichtigt sind. Auswertungen von zeit- und Netzimpedanzverläufen frequenzabhängigen mehrerer Messkampagnen führen zu angepassten Werten für die Bauteile des Impedanznetzwerkes.

A. Verlauf der resultierenden Netzimpedanz

Zur Bestimmung eines aussagekräftigen Verlaufs der zeitund frequenzabhängigen Netzimpedanz wurden über einen Zeitraum von drei Jahren an mehreren Standorten in Nord-, Mittel- und Süddeutschland sowie Nordfrankreich im Rahmen eines Forschungsprojektes Messkampagnen durchgeführt [3].

Der Verlauf der zeitund frequenzabhängigen Netzimpedanz für verschiedene Belastungssituationen der Netzanschlusspunkte ist [3] zu entnehmen. Aus den jeweiligen Minimalbzw. Maximalwerten den zu einzelnen Frequenzpunkten sind verschiedene Hüllkurven (0 % - 100 %) abgeleitet. Hierbei beschreiben beispielsweise die 50-%-Hüllkurven, dass 50 % aller vermessen Punkte über bzw. unter dieser liegen. Beim Vergleich der Kurvenverläufe mit dem empfohlenen Impedanzverlauf aus [5], welcher im Bereich von 0 – 9 kHz gültig ist, fällt auf, dass selbst die 100-%-Hüllkurve deutlich unter dem empfohlenen Verlauf liegt. Die Gesamtverläufe nach [3] und [5] sind der ABBILDUNG 2 zu entnehmen.



ABBILDUNG 2: GEGENÜBERSTELLUNG DER IMPEDANZVERLÄUFE, ENTNOMMEN UND ANGEPASST AUS [3] UND [5].

Mathematisch lässt sich der Amplitudenverlauf aus [5] ab 3 kHz, wie folgt annähern:

$$|Z|(f) = \sqrt{8,819 + 1,23 \cdot 10^{-7} \cdot f^2 \ln(f)}$$
(1)

Es ist den Graphen zu entnehmen, dass der Verlauf aus [5] eine deutlich ausgeprägtere Resonanzstelle im unteren Frequenzbereich aufweist. Der Betrag aus [3] weist zusätzlich einen über den gesamten Frequenzbereich deutlich kleineren Amplitudenwert auf. Die Phasengänge beider Verläufe haben einen ähnlichen Verlauf, jedoch tritt auch hier die Resonanzstelle deutlicher auf.

B. Parameter und Aufbau der NIN

Aus den Verläufen der ABBILDUNG 2 werden die Bauteile für eine Verschaltung nach ABBILDUNG 3 abgeleitet. Es ergeben sich die in TABELLE I aufgeführten Bauteilwerte, welche für den Bereich von 0-9 kHz gültig sind [3, 5]. Für den Bereich 9-150 kHz wird eine NIN aus der Norm "CISPR 16-1-1" empfohlen [3]. Diese deckt einen Frequenzbereich von 9 kHz – 18 GHz ab [6].



ABBILDUNG 3: IMPEDANZNETZWERK DER EINPHASIGEN NIN, ENTNOMMEN UND ANGEPASST AUS [3].

TABELLE I: BAUTEILWERTE AUS [3].

Bauteil	R_1	R_2	R ₃	R_4	R 5	R_6
Wert	0,02 Ω	0,8 Ω	0,38 Ω	7,03 Ω	1Ω	10 kΩ
Bauteil	L_1	L ₃	L_4	<i>C</i> 1		
Wert	100 µH	44,2 μΗ	22,1 μH	50 µF		

1) Aufbau der NIN für Simulationsprogramme

Da der Aufbau aus ABBILDUNG 3 gerade für numerische Simulationsprogramme zu hohen Rechen- und Simulationszeiten führen kann, wird eine vereinfachte Bauweise des Netzwerks in [3] vorgeschlagen. ABBILDUNG 4 zeigt den einphasigen und dreiphasigen Aufbau. Für Vermessungen und Bewertungen realer Versuchsaufbauten ist der Aufbau nach ABBILDUNG 3 vorgeschrieben.



ABBILDUNG 4: VEREINFACHTE NIN FÜR SIMULATIVE UNTERSUCHUNGEN, ENTNOMMEN UND ANGEPASST AUS [3].

Der resultierende Impedanzverlauf lässt sich mit Gleichung (2) beschreiben.

$$Z(\omega, R_1, R_2, L_1, L_2) = \frac{1}{\frac{1}{(R_1 + j\omega L_1)} + \frac{1}{(R_2 + j\omega L_2)}}$$
(2)

Die Bauteilwerte für die Hüllkurven 10 %, 50 % und 90 % sind in TABELLE II aufgeführt.

TABELLE II: BAUTEILWERTE FÜR VERSCHIEDEN HÜLLKURVEN DER NIN FÜR DEN VEREINFACHTEN AUFBAU [3].

Hüllkurve	R_1	R_2	L_1	L_2
10 %	0,1 Ω	0,55 Ω	12,0 µH	0,5 μΗ
50 %	0,49 Ω	2,55 Ω	30,9 µH	13,0 µH
90 %	1,07 Ω	7,07 Ω	51,0 µH	21,1 μH

Grafisch werden die Verläufe nach (2) dem Verlauf nach [3] in ABBILDUNG 5 gegenübergestellt.



ABBILDUNG 5: GEGENÜBERSTELLUNG DER VEREINFACHTEN HÜLLKURVEN ZU DEM KOMPLEXEN IMPEDANZVERLAUF, ENTNOMMEN UND ANGEPASST AUS [3].

Durch die Vereinfachung des Impedanznetzwerks ist die Resonanzstelle im unteren Frequenzbereich nicht mehr vorhanden und es entsteht ein kontinuierlich steigender Verlauf für den Amplituden- und den Phasengang. Grundsätzlich kann der komplexe Verlauf gut durch die Vereinfachung angenähert werden. Die 50-%-Hüllkurve approximiert sowohl im Amplituden- als auch Phasengang den Verlauf der komplexen Vereinfachung am besten.

2) Aufbau einer NIN

Die in TABELLE I aufgeführten Bauteile eignen sich für einen Nennstrombereich der Prüflinge bis 100 A. Grundsätzlich lässt sich der Aufbau (siehe ABBILDUNG 3) in zwei Hauptbestandteile aufteilen:

- <u>Z</u>₂ bildet hierbei den maßgeblichen Impedanzverlauf ab.
- <u>Z</u>₁ und <u>Z</u>₃ dienen zur Filterung von bereits vorhandenen Verzerrungen am NAP der NIN und zur Ein- bzw. Auskopplung des Prüflings [3]. Hier wird die Funktionsweise einer passiven Filterschaltung genutzt. Da möglichst nur die 50-Hz-Komponente der Spannung, ausgehend vom NAP übertragen werden soll, kommt ein Tiefpass zweiter Ordnung bestehend aus den Bauteilen R₁, L₁ und C₁ zum Einsatz [7].

Die gezeigte Verschaltung ist für einphasige Anwendungen vorgesehen. Aus [3, 5] lässt sich eine dreiphasige Verschaltung ableiten, welche in ABBILDUNG 6 dargestellt ist. Hierbei finden die Impedanzen $\underline{Z}_1 - \underline{Z}_3$ mit den jeweiligen Bauteilwerten Anwendung.

Für Nennströme über 100 A gibt [3] einen Korrekturfaktor an, welcher auf die Bauteile L_1 , R_1 , L_3 , R_3 , L_4 und R_4 aus ABBILDUNG 3 angewendet werden soll; das Netzwerk \underline{Z}_3 bleibt unverändert. Die Bauteilwerte sollen mit dem Faktor $\frac{I_N}{100}$ reduziert werden.



ABBILDUNG 6: VORGESCHLAGENES IMPEDANZNETZWERK DER DREIPHASIGEN NIN, ENTNOMMEN UND ANGEPASST AUS [3].

III. UNTERSUCHUNG EINER NETZIMPEDANZNACHBILDUNG MIT EINEM NENNSTROM VON 32 A

Zur praktischen Validierung und Vermessungen der Störaussendung verschiedener nicht linearer aktiver und passiver Bauteile wird eine einphasige NIN nach [3] gefertigt. Diese ist für einen Nennstrom von 32 A ausgelegt. An der aufgebauten Impedanz wird zusätzlich der Einfluss der Bauteiltoleranzen auf den vorgegebenen Impedanzverlauf untersucht. Verwendet werden die Bauteilwerte aus Tabelle I. In [3] ist für Widerstände eine typische Toleranz von ± 1 % angegeben; für Induktivitäten und Kapazitäten sind Toleranzen im Bereich von $\pm 5 - 10$ % empfohlen. Die Toleranzen für passive Bauelemente wie Widerstände, Induktivitäten und Kondensatoren sind in der Norm "DIN EN 60063:2015-11" in E-Reihen definiert [8]. Daraus kann abgeleitet werden, dass für die Widerstände die E96-Reihe oder besser und für die Induktivitäten und Kondensatoren Bauteile der E24-Reihe genutzt werden sollten. Aus der Annahme der Toleranz für Widerstände von ±1 %, sowie 10 % bzw. 5 % für die Induktivitäten und Kondensatoren ergibt sich eine Abweichung vom vorgeschriebenen Verlauf von ca. 0,6 dB bzw. 0,3 dB [3].

A. Vermessung der NIN

Durch die Vermessung der NIN soll der erreichte Impedanzverlauf im Bereich von 0-15 kHz nachgewiesen werden. Für die Vermessung wird ein eigens entwickelter Prüfstand genutzt, welcher hauptsächlich zur Ermittlung von Amplituden- und Phasengängen von Strommessequipment (Nullflusswandler, Rogowski-Spulen, Hallsensoren etc.) eingesetzt wird. Der Prüfstand besteht aus einer computergestützten Signalgenerierung und -vermessungen sowie aus einem hochpräzisen Leistungsverstärker.

Durch die Ansteuerungs- und Auswertesoftware ist es möglich, über den Signalgenerator ein beliebiges Signal vorzugeben und über den Leistungsverstärker in den gewünschten Spannungs- bzw. Strombereich zu verstärken. Zur Aufnahme der Spannungs- bzw. Stromsignale der Prüflinge kommen ein Präzisions-Isolationsmessverstärker für die Spannungsmessung zum Einsatz und verschiedene Präzisions-Messshunts sind für die Stromaufnahme vorgesehen, welche für verschiedenen Stromgrößen ausgelegt sind.

Die Vermessung der NIN bei 5 A und 15 A ergibt den gezeigten realen Impedanzverlauf aus ABBILDUNG 7, welcher der Vorgabe aus [3] gegenübergestellt ist.



Abbildung 7: Gegenüberstellung des Verlaufs aus [3] und der Vermessung der realen NIN bei 5 A und 15 A.

Die Vermessung wird bei ca. 20 °C im Labor durchgeführt. Der Verlauf wird mit einer Schrittweite von 10 Hz bestimmt. Die Abweichungen der gemessenen Verläufe vom Referenzverlauf zeigen eine Frequenz- und Stromabhängigkeit; die relative Abweichung ist in ABBILDUNG 8 dargestellt.

B. Simulation des Einflusses der Bauteiltoleranzen auf den Amplituden und Phasengang

Um eine Abschätzung der Ursache der deutlichen Abweichung im höheren Frequenzbereich zu geben, wird der Einfluss von Bauteiltoleranzen auf den Amplituden- und Phasengang simuliert. Hierbei wird der Einfluss der jeweiligen Bauteilgruppen (Widerstand, Induktivität und Kondensator) mittels Parametervariation untersucht. Daraus lässt sich das Potential der jeweiligen Bauteile zur Verbesserung des Impedanzverlaufs ableiten.



ABBILDUNG 8: RELATIVE ABWEICHUNG (BETRAG OBEN, PHASE UNTEN) DER IMPEDANZVERLÄUFE DER REALEN NIN ZUM VERLAUF AUS [3] BEI 5 A UND 15 A.

C. Parametervariation der Bauteiltoleranzen

Für die Simulation der NIN werden sechs Fälle unterschiedlicher Toleranzen definiert, die in TABELLE III angegeben sind.

TABELLE III: BETRACHTUNGSFÄLLE DER PARAMETERVARIATIONS-SIMULATION.

Fall		Toleranz	
ган	Widerstände	Induktivitäten	Kapazitäten
1)	±1 %	±2 %	±2 %
2)	±1 %	±5 %	±5 %
3)	±1 %	±5 %	±10 %
4)	±1 %	±7,5 %	±7,5 %
5)	±1 %	±10 %	±5 %
6)	±1 %	±10 %	±10 %

Das in ABBILDUNG 2 gezeigte Impedanznetzwerk aus passiven Bauteilen wird in MATLAB/Simulink erstellt. Durch die Kombinations-Toolbox ist es möglich verschiedene Bauteiltoleranzen anzugeben und die Kombination aus allen Toleranzen zu simulieren. Für jede Kombination wird der Impedanzverlauf bestimmt. Eine anschließende Auswertung an jedem Punkt der Simulation auf einen Minimal- bzw. Maximalwert ergibt so den jeweiligen Worst-Case-Verlauf.

D. Ergebnisse der Simulation und Vergleich zur Vermesung

ABBILDUNG 9 zeigt die Verläufe der Amplituden- und Phasengänge der Kombinationen.



ABBILDUNG 9: VERGLEICH DER BAUTEILVARIATION MIT DEM VERLAUF AUS [3] UND DER REALEN NIN.

Den Verläufen ist zu entnehmen, dass die angegebene Genauigkeit aus der Norm nicht durch die reale NIN eingehalten wird. Die Bauteiltoleranzen bzw. die Bauteilwerte werden ungenügend erreicht. Diese Schlussfolgerung ist bereits aus der relativen Abweichung aus ABBILDUNG 8 ableitbar.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Zur standardisierten Vermessung von Störaussendungen elektrischer Verbraucher werden Netzimpedanznachbildungen genutzt, denn dies ermöglicht die Bewertung unterschiedlicher Verbraucher.

In den Normen DIN EN 61000-4-7 und DIN IEC/TS 62578 sind Amplituden- und Phasengang für eine Netzimpedanznachbildung angegeben. Ebenfalls ist ein aus Widerständen, Kondensatoren und Spulen bestehendes Impedanznetzwerk vorgegeben, das den empfohlenen Amplituden- und Phasengang nachbildet.

Entsprechend der Normvorgaben wurde eine reale Netzimpedanznachbildung für einen Nennstrom von 32 A aufgebaut. Jedoch hat die Vermessung der realen Impedanznachbildung gezeigt, dass der empfohlene Impedanzverlauf nur unzureichend nachgebildet wird. Die Simulation des Einflusses der Bauteiltoleranzen hat gezeigt, dass die vorgegebenen Bauteiltoleranzen für den Aufbau noch enger gefasst werden müssen. Für weitere Untersuchungen und zum normgerechten Vermessen von Störaussendungen verschiedener nichtlinearer Verbraucher bzw. Erzeuger, wird die vorgestellte reale Netzimpedanznachbildung optimiert.

Zusätzlich soll die vorgestellte dreiphasige Variante für den Strombereich von 32 A auf einen Nennstrom von 250 A erweitert werden. Damit wird es in Zukunft möglich sein, Störaussendungen von DC-Schnellladesäulen mit Leistungen im Bereich mehrerer 100 kW zu vermessen. Damit können Netzrückwirkungen dieser Schnellladesysteme besser beschrieben und vorhergesagt werden.

LITERATUR

- H. Sharma, M. Rylander und D. Dorr, "Grid Impacts Due to Increased Penetration of Newer Harmonic Sources," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, Jg. 52, Nr. 1, S. 99–104, 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2464175.
- [2] V. Sharma und V. K. Chandrakar, "Power Quality Enhancement of Grid Connected Non Linear Industrial Load Using Distributed Static Synchronous Compensator," in 2022 International Conference on Electronics and Renewable Systems (ICEARS), Tuticorin, India, 2022, S. 271–277, doi: 10.1109/ICEARS53579.2022.9752050.
- [3] DIN IEC/TS 62578 VDE V 0558-578:2018-09, Leistungselektronische Systeme und Einrichtungen: Betriebsbedingungen und Eigenschaften aktiver Netzstromrichter (AIC) inklusive Auslegungsempfehlungen für ihre Störaussendungswerte unter 150 kHz, VDE, 2018.
- F. Ziade *et al.*, "Improvement of LISN Measurement Accuracy Based on Calculable Adapters," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, Jg. 65, Nr. 2, S. 365–377, 2016, doi: 10.1109/TIM.2015.2479107.
- [5] DIN EN 61000-4-7 VDE 0847-4-7:2009-12, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), VDE, 2009.
- [6] CISPR 16-1-1:2019, Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods - Part 1-1: Radio disturbance and immunity measuring apparatus - Measuring apparatus, VDE, 2019.
- [7] R. N. Beres, X. Wang, M. Liserre, F. Blaabjerg und C. L. Bak, "A Review of Passive Power Filters for Three-Phase Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, Jg. 4, Nr. 1, S. 54–69, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2507203.
- [8] DIN EN 60063:2015-11, Vorzugsreihen für die Nennwerte von Widerständen und Kondensatoren (IEC 60063:2015); Deutsche Fassung EN 60063:2015, VDE, 2015.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Konstruktive Optimierung der Spannungsfestigkeit am bestehenden Design des 110-kV-Netzimpedanzmesscontainers

Kevin Alexander Winterfeld*, Philipp Wagner, Johannes Schräder, Patrick Möbius, Florian Grumm, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *kevin.winterfeld@hsu.hamburg

Kurzfassung – Zur Messung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz werden an der Professur für elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg mobile Messanlagen für die Mittel- und Hochspannung entwickelt. Diese Arbeit beschreibt den Lösungsansatz zum Erlangen der Spannungsfestigkeit der 110kV-Messanlage unter dem Einsatz minimaler Mittel und der Verwendung des bestehenden Designs.

Stichworte – Netzimpedanzmessung, Durchschlagfestigkeit, Hochspannung

NOMENKLATUR

ICP	Massenspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma (englisch: "inductively coupled plasma mass spectrometry")
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate- Elektrode (englisch: "insulated-gate bipolar transistor)
POM-C	Polyoxymethylen (Copolymer)
SF_6	Schwefelhexafluorid
ε _r	Relative Permittivität

I. EINLEITUNG

Die Netzimpedanz ist ein wesentlicher Parameter der Charakteristik eines Netzes und für die Bewertung von Netzrückwirkungen an spezifischen Netzanschlusspunkten besonderer Relevanz. Wird die maximale von einem Netzverknüpfungspunkt Anschlusskapazität an aufgrund einer frequenzabhängigen Grenzwertüberschreitung der Netzrückwirkungen basierend auf Berechnungen erreicht, kann der Anschluss versagt werden. Durch die Messung der Netzimpedanz kann im Einzelfall der Nachweis erbracht werden, dass die Grenzwerte real eingehalten werden [1]. Um die frequenzabhängige Netzimpedanz zu bestimmen, wurde an der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität eine mobile Messanlage für die Hochspannung (110 kV) entwickelt [2].

Die Bestimmung der Netzimpedanz erfolgt über eine asynchrone (Leiter-Leiter), breitbandige Netzanregung mit einer geplanten Auswertung bis 50 kHz. Technisch umgesetzt wird das Verfahren über eine SF₆-Schaltanlage, eine B6-



ABBILDUNG 1: 110-KV-NETZIMPEDANZMESSCONTAINER MIT (1) STAHLTANK, (2) 110-KV-SF6-LEISTUNGSSCHALTER, (3) LEISTUNGSELEKTRONIK UND (4) HOCHLEISTUNGSWIDERSTAND [4].

Diodenbrücke, ein IGBT-Schaltmodul, einen Leistungswiderstand sowie diverse Sekundärtechnik [3, 4]. Die B6-Diodenbrücke, das IGBT-Schaltmodul sowie der Leistungswiderstand sind in einem mit Shell Naturelle Transformerfluid S4I gefüllten Tank untergebracht [3, 4]. Der SF₆-Leistungsschalter ist dem Tankmodul vorgeschaltet und beide Einheiten sind in einem, mittels LKW mobil verlegbaren, 40°-Container untergebracht, siehe [3, 4].

Die SF₆-Schaltanlage wurde als einbaufertige und geprüfte Schaltanlage geliefert. In ihr sind Leistungsschalter, Spannungs- und Stromwandler sowie Sekundärtechnik verbaut. Das IGBT-Schaltmodul sowie der Leistungswiderstand wurden ebenfalls in Form von einbaufertigen Modulen, welche durch den Hersteller auf Funktion und Spannungsfestigkeit geprüft wurden, geliefert. B6-Diodenbrücke, Die bestehend aus insgesamt



ABBILDUNG 2: CAD-DARSTELLUNG EINES EINZELNEN DIODENSTACKS (LINKS) UND TEILWEISE FREIGELEGTE ANORDNUNG DER B6-DIODENBRÜCKE IM TANK (RECHTS).

36 Diodenstacks mit jeweils 6 Stacks pro Halbwelle und Leiter, wurden durch den Hersteller nicht als einbaufertiges und getestetes Gesamtmodul geliefert. Die Spannungsfestigkeit und Funktionalität wurden nur für die einzelnen Stacks überprüft. Diese Vollbrücke wurde mittels einer Konstruktion aus Phenolholz Trafoboard[®], wie in ABBILDUNG 2 zu sehen, im Tank angeordnet.

Die Platzierung von IGBT-Schaltmodul und Leistungswiderstand im Tank erfolgt ebenfalls mittels Phenolholz Trafoboard[®]. Das Trafoboard[®] erfüllt sowohl den Zweck der strukturellen Integrität, als auch der Erhöhung der Durchschlagsfestigkeit durch eine teilweise Bildung von Barrieren.

Ein Teil der Funktionsprüfung der Anlage ist der Nachweis der Stehspannungsfestigkeit. Für die Leiter-Leiter-Anordnung muss hierfür eine Spannungsfestigkeit mit einem Effektivwert U_{RMS} von 145,2 kV und für die Leiter-Erde-Anordnung mit 84 kV erreicht werden [4].

II. IDENTIFIZIEREN VON SCHWACHSTELLEN

Ein auf dem Design in [3] basierender Tankaufbau wurde gemäß einem aus [4] abgeleiteten Prüfkonzept getestet. Da für die Stehspannungsprüfung zunächst nur ein Prüfkabel zur Verfügung stand, musste die Prüfanordnung angepasst werden. Mit dem abgewandelten Aufbau war lediglich eine Prüfung der Phasen gegen Erde möglich. Deshalb wurde die erforderliche Spannungsfestigkeit gegen Erde auf einen Effektivwert von 145,2 kV erhöht, um diese an die Leiter-Leiter-Anordnung anzugleichen.

Im Rahmen der Stehspannungsprüfung waren beginnend ab 60 kV Teilentladungen hörbar, welche mit jeder Erhöhung um 5 kV in der Lautstärke zunahmen. Bei einer anliegenden Leiter-Erde-Spannung von 115 kV kam es zum elektrischen Durchschlag und dem Auslösen der Sicherung des Prüftransformators. Die geforderte Stehspannung wurde damit nicht bestanden.

Zur Identifizierung der Schwachstelle muss zunächst der Durchschlag räumlich zugeordnet werden. Akustisch konnte der Durchschlag im Bereich der B6-Diodenbrücke verortet werden. Mit einem akustischen Teilentladungsmessgerät der Marke Omikron PDL 650 sollte die räumliche Zuordnung des Durchschlages sowie die Teilentladungen bestätigt werden. Das Omikron PDL 650 verortete den Durchschlag jedoch räumlich beim Leistungswiderstand. Da keine Zuschaltung durch die IGBT erfolgte und der Leistungswiderstand nicht auf dem Leiterpotential lag, wurde die Messung als fehlerhaft verworfen. Das Omikron PDL 650 findet typischerweise Anwendung in Transformatoren und dient der Lokalisation von Teilentladungen. Da der Tank und die darin verbaute Leistungselektronik keinerlei Symmetrie in ihrer Anordnung aufweisen, handelt es sich um eine atypische Verwendung für das Messgerät. Es ist daher davon auszugehen, dass eine Lokalisation durch Schall aufgrund von zahlreichen Brechungen, Reflektionen und unterschiedlichen Laufzeiten des Schalls in den verschiedenen Materialien nicht möglich ist.

Die Stehspannungsprüfreihe wurde fortgesetzt, um die Schwachstelle durch eine subjektive akustische Lokalisation und sukzessiven Rückbau des Tanks weiter einzukreisen. Hierfür wurde zunächst ein Teil des Esters abgelassen, bis der Ausgleichsbehälter leer und nur noch der Tank mit Öl gefüllt war. Beginnend mit 50 kV wurde die Effektivspannung um 5 kV pro Minute bis zum Durchschlag erhöht. Die Prüfreihe umfasste folgende Anordnungen und Ergebnisse:

- 1. Stehspannungsprüfung mit geschlossenem Tankdeckel, 115 kV
- 2. Stehspannungsprüfung mit angehobenem Tankdeckel, 130 kV
- Stehspannungsprüfung mit angehobenem Tankdeckel sowie Entnehmen des Trafoboard[®]-Deckel und der obersten Reihe Trafoboard[®]-Diodenstack-Halterungen (ABBILDUNG 3), 105 kV



ABBILDUNG 3: STEHSPANNUNGSPRÜFUNG MIT FREIER SICHT AUF DIE DIODENSTACKS IM ESTER.

In allen drei Versuchen wurden die Durchschläge sowie Teilentladungen durch die anwesenden wissenschaftlichen Mitarbeiter in der Ecke der B6-Diodenbrücke lokalisiert. In Messdurchgang 3 konnte die akustische Lokalisation zusätzlich durch einen sichtbaren Durchschlag, dargestellt in ABBILDUNG 4, bestätigt werden.

Ausgehend von den Ergebnissen der Stehspannungsprüfung und einer allgemeinen Fehleranalyse wurden folgende Schwachstellen identifiziert:

- A. Tangentiale elektrische Belastung des Phenolholzes
- B. Verunreinigung des Ester Isoliermediums
- C. Eignung des verwendeten Lackes an der Tankwand
- D. Fehlende Barrieren gegen Faserbrückenbildung



ABBILDUNG 4: ELEKTRISCHER DURCHSCHLAG BEI 105 KV.

III. EVALUATION DER OPTIMIERUNGSMAßNAHMEN

Im folgenden Abschnitt werden, für die in Abschnitt II identifizierten Schwachstellen, geeignete Maßnahmen zur Optimierung der Isolieranordnung ermittelt.

A. Tangentiale elektrische Belastung des Phenolholzes

Der Ort des elektrischen Durchschlages wurde in ein 2D-Modell überführt und ist in ABBILDUNG 5 dargestellt. Die maximal auftretende Feldstärke beträgt 8,54 kV/mm bei einer anliegenden Effektivspannung von 150 kV überschreitet die Durchschlagfestigkeit des verwendeten Esters Shell Naturelle Transformerfluid S4I, welche bei 72 kV/mm liegt, nicht. Konstruktiv ergeben sich jedoch tangential zur Oberfläche des Trafoboards® verlaufende Feldlinien aufgrund der in eingefassten Phenolholz Diodenstacks. Auch wenn Gleitentladungen bei Trafoboard[®], aufgrund der mikroskopischen Barrierenbildung der Fasern in Verbindung mit dem Ester Isoliermedium verringert werden, sind tangentiale Belastungen konstruktiv zu vermeiden, da diese die Spannungsfestigkeit erheblich herabsetzen können [5]. mm



DIODENSTACK-TANK MODELS IN COMSOL; MAXIMALE FELDSTÄRKE 8,54 kV/mm.

Eine Neukonstruktion der Tank- und Isolieranordnung ist aus extern vorgegebenen Rahmenbedingungen nicht möglich. Eine Lösung muss innerhalb der bestehenden Konstruktion gefunden werden. Durch konstruktive Maßnahmen soll die tangentiale Belastung unterbrochen und die lokale maximale Feldstärke herabgesetzt werden. Das verwendete Isoliermedium Shell Naturelle Transformerfluid S4I verfügt über eine relative Permittivität ε_r von 3,1 im relevanten Temperaturbereich und Frequenzspektrum [6, 7]. Die relative Permittivität des verwendeten Trafoboards® beträgt 4,1 [8].

Um die lokal maximale Feldstärke an der Elektrode herabzusetzen, werden zwei Ansätze verfolgt. Zum einen wird ein weiteres Material als Barriere mit einer höherer Permittivität als die des Isoliermediums der Konstruktion hinzugefügt. Zum anderen wird durch das neue Material die geometrische Anordnung so angepasst, dass die Elektrode weit Umschlossen wird, wodurch eine leichte Absenkung der Inhomogenität die Feldstärke des elektrischen Feldes verringert. Das eingefügte Material weist zudem eine geringere Permittivität als das Trafoboard® auf, sodass in Kombination mit den entstehenden Esteröl-Spalten die effektive Permittivität verringert wird. Die Höhe der Barriere wird durch die Kupfervollrohr-Verbindungselemente zwischen den Diodenstacks beschränkt. Konstruiert wurde daher eine Haube mit Abstandshaltern, welche zusätzliche Ester-Isolierschichten von jeweils 5 mm und eine Barriere gegenüber den tangential zur Trafoboard®-Oberfläche verlaufenden Feldlinien, bildet. Eine fristgerechte Verfügbarkeit schloss besonders geeignete Materialien wie High-Density-Polyethylen mit Durchschlagfestigkeiten von 53 kV/mm aus. Verwendet wurde daher Polyoxymethylen-Copolymer (POM-C) mit einer Durchschlagfestigkeit von 20 kV/mm und einer Dielektrizitätskonstante von 3,8 [9].

Die in 2D überführte Simulation der Feldstärke unter Hinzunahme der Elektrodenhaube aus POM-C ist in ABBILDUNG 6 dargestellt. Die lokale maximale Feldstärke konnte um 8 % reduziert werden. Zudem wird eine direkte Verbindung Elektrode zu Holz vermieden und ein zusätzlicher Esteröl-Spalt integriert.



ABBILDUNG 6: SIMULIERTE FELDSTÄRKEVERTEILUNG DES DIODENSTACK-TANK MODELS MIT POM-C HAUBE IN COMSOL; MAXIMALE FELDSTÄRKE 7,86 KV/MM.

B. Verunreinigung des Ester Isoliermediums

Zur Untersuchung des Isoliermediums wurde eine Probe entnommen und durch ein zertifiziertes Labor hinsichtlich der Spannungsfestigkeit gemäß DIN EN 60156 sowie auf Verunreinigungen untersucht. Die Testergebnisse zeigen eine Durchschlagspannung der Probe des Esters von 53,2 kV, welche damit gegenüber der Spannungsfestigkeit von 72 kV gemäß Datenblatt [10] verringert ist.

Die Prüfung auf Verunreinigung erfolgte durch mikroskopische Partikelzählung nach Membranfiltration, Infrarotspektroskopie, Karl-Fischer-Titration sowie Massenspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma (ICP). Das Ergebnis der Partikelzählung ist in TABELLE I dargestellt. Die Partikelanzahl ist höher als die vom Hersteller angegebenen Grenzwerte für befüllte Transformatoren. Es wurde somit als zu hoch bewertet [7].

Durch Orientierung der Partikel im elektrischen Feld, insbesondere bei elektrischer Belastung über einen längeren Zeitraum, können sich Faserbrücken bilden, wodurch die Spannungsfestigkeit signifikant herabgesetzt wird [5]. Eine Partikelzahl von 20000/100 ml kann bei Mineralölen bereits zu einer Herabsetzung der Spannungsfestigkeit um 50 % im Vergleich zu einer Frischölprobe führen [11]. TABELLE I: ERGEBNISSE DER MIKROSKOPISCHEN PARTIKELZÄHLUNG NACH MEMBRANFILTRATION.

Partikelgröße in µm	Anzahl/100 ml
> 2	41924
> 5	20115
> 10	5660
> 15	2782
> 25	927
> 50	352
> 100	96
> 150	96
> 250	32
> 500	0

Der Wassergehalt der Probe wurde durch Karl-Fischer-Titration mit 610 ppm ermittelt und ist damit deutlich erhöht. Aufgrund der höheren möglichen Wasseraufnahme von synthetischen Estern bis zur Sättigung führt dies jedoch im Vergleich zu Mineralölen nur zu einer geringfügig schlechteren Durchschlagfestigkeit [11].

Eine ICP-Analyse gemäß DIN 51399-1 zum quantitativen Nachweis von weiteren Verunreinigungen konnte Silizium in Höhe von 39 ppm nachweisen. Die Einbringung durch Partikel, welche sich aus dem Silikonschmierfett der 110 kV Anschlüsse herausgelöst haben, ist auszuschließen, da die Anschlüsse so gefertigt sind, dass Silikonfett nur außen angebracht werden muss. Es ist daher davon auszugehen, dass die Verunreinigung als Bestandteil von natürlichen Stäuben eingebracht wurde. Aufgrund der geringfügigen Verunreinigung und den Halbmetalleigenschaften des Siliziums ist der Einfluss auf die Spannungsfestigkeit vernachlässigbar.

Da der Wassergehalt und die Partikelzahl im Esteröl als zu hoch eingestuft wurden, erfolgte nach Abschluss der Umbaumaßnahmen eine Trocknung und Filterung des Esteröls. Das Befüllen des Tanks wurde unter einem Vakuum von weniger als 1 mbar durchgeführt, wobei das Ester gleichzeitig gefiltert wurde. Anschließend wurde das Esteröl über einen Zeitraum von 24 Stunden bei einer Temperatur von 80 °C unter Vakuum getrocknet und dabei mit einer 5-µmsowie einer 1-µm-Filterstufe weiter gefiltert. Hierfür kam das Oil Purification System VOP020S von MICAFLUID zum Einsatz. Mit einem Durchsatz von 769 Litern pro Stunde konnte das Tankmodul mit etwa 9000 Litern Esteröl insgesamt 11,7-mal umgesetzt werden, wodurch die Partikelverunreinigungen im Tank erheblich reduziert wurden.

C. Eignung des verwendeten Lacks

Für den Tank wurde ursprünglich Metallschutzlack verwendet, welcher primär vor Korrosion schützt. Für die geplante Anwendung ist dieser jedoch mangels elektrisch isolierender Eigenschaften als Innenbeschichtung ungeeignet. Der Tank wurde vorbereitend abgeschliffen und mit Transformatoren Isolierlack MG Chemicals 4228A neu lackiert (ABBILDUNG 7). Der neue Lack weißt bei einer Lackstärke von 25,4 μm eine Durchschlagsfestigkeit von 3,7 kV auf.

D. Fehlende Barrieren gegen Faserbrückenbildung

Die Einbringung von Barrieren gegen die Bildung von Faserbrücken und die daraus resultierenden elektrischen Durchschläge sind essentieller Bestandteil der Entwicklung von Anlagen der Hochspannungstechnik. Verwendet werden insbesondere ölimprägniertes Papier sowie Trafoboard®. Die bestehende Konstruktion verfügt über Faserbrücken unterbrechende Barrieren zwischen den Diodenstacks der Phasen sowie zu den Tankwänden. Die Durchschläge während der Stehspannungsprüfung offenbarten jedoch eine Schwachstelle in der Barrierenkonstruktion. Diese war bereits beim erstmaligen Aufbau der Konstruktion in 2021 aufgefallen und in ABBILDUNG 8 dokumentiert.



ABBILDUNG 7: TANK LACKIERT MIT MG CHEMICALS 4228A.



ABBILDUNG 8: TRAFOBOARD® AN DER INNENKANTE DES TANKS.

Aufgrund von Spaltenbildung von bis zu 4 mm in der Konstruktion ist nur eine unzureichende Barriere gegen Faserbrücken gegeben. Zurückzuführen ist das Problem auf Fertigungstoleranzen des Stahltanks, welche bei der Entwicklung der Trafoboard[®] Konstruktion vernachlässigt wurden. Bei bündigem Abschluss ergäben sich dennoch Schwachstellen in der dielektrischen Festigkeit, da eine passende Verbindung dennoch eine Oberfläche für Gleitentladungen darstellen kann. Zur Verbesserung wurde der Tank innen mit überlappenden Schichten DuPont Nomex[®] 910 Aramid-Zellulose Papier ausgekleidet. Es ergeben sich je nach Anzahl der Überlappungen zwischen 2 und 4 Schichten Papier. Eine zusätzliche, anteilige Barrierenbildung wird durch die in Abschnitt III.A beschriebenen POM-C Hauben geschaffen.

E. Zusammenfassung der Maßnahmen zur Erhöhung der Spannungsfestigkeit

Um die tangentiale Belastung entlang des Trafoboards® zur verringern und zusätzliche Barrieren gegen Faserbrücken einzubringen wurden die 72 Elektroden der Diodenstacks in POM-C Hauben eingefasst und die Halterungstaschen der Elektroden im Trafoboard® hierfür größer gefräst. Für die weitere Barrierenbildung wurde der Tank innen vor dem Einbau des Trafoboards® mit überlappenden Schichten Aramid-Cellulose-Papier ausgekleidet. Eine zusätzliche Isolationsschicht bietet der neu aufgetragene Isolationslack MG 4228A, für den der alte Rostschutzlack abgeschliffen wurde Abschließend wurde das Esteröl beim Befüllungsprozess und danach im Umlaufverfahren für weitere 24 Stunden entgast, getrocknet und gefiltert.

IV. EVALUIERUNG DER ÄNDERUNGSMAßNAHMEN

Die in der Stehspannungsprüfung identifizierte Schwachstelle wurde für eine Versuchsreihe zur Evaluierung der Maßnahme nachgebaut. Insbesondere die Radien sowie Kanten des Trafoboards[®] (vgl. ABBILDUNG 8) im Tank wurden übernommen. Die Abstände wurden jedoch verringert, um das Volumen der Versuchsanordnung gering zu halten und weil die höchste Effektivspannung im Hochspannungslabor der Professur 87 kV beträgt. Zum qualitativen Nachweis der Verbesserung der Spannungsfestigkeit aufgrund der getroffenen Maßnahmen wurde die folgenden Versuche durchgeführt:

- Spannungsfestigkeit ohne Maßnahme
- Spannungsfestigkeit mit Isolierlack
- Spannungsfestigkeit mit 2 Schichten Trafopapier
- Spannungsfestigkeit mit POM-C Haube

Hierfür wurde jeweils die Spannung mit 10 kV/10 s bis 60 kV erhöht. Ab 60 kV erfolgte die Erhöhung mit 1 kV/10 s. Bei Erreichen der maximal möglichen Spannung von 87 kV wurde diese für 2 min gehalten.

A. Spannungsfestigkeit ohne Maßnahme

Der Spannungsfestigkeitsversuch ohne Änderungsmaßnahmen ist in ABBILDUNG 10 dargestellt und dient als Referenz für die folgenden Versuche mit Änderungsmaßnahmen. Bei 81 kV erfolgten erste Teilentladungen und bei 82,9 kV erfolgte der elektrische Durchschlag entlang der Kante des Trafoboards®, welche in ABBILDUNG 9 durch eine weiße Linie hervorgehoben ist. Entsprechend dient Durchschlagspannung von 82,9 kV im Folgenden als Referenzgröße für die Evaluierung der Versuche mit Änderungsmaßnahmen.



ABBILDUNG 9: VERSUCHSANORDNUNG OHNE ÄNDERUNGS-MABNAHMEN; BILD LINKS: ERSTE TEILENTLADUNGEN BEI 81 KV, BILD MITTIG: ELEKTRISCHER DURCHSCHLAG BEI 84,9 KV, BILD RECHTS: STEHENDER LICHTBOGEN MIT BLASENBILDUNG; WEIß NACH-GEZEICHNETE KONTUR TRAFOBOARD®.



ABBILDUNG 10: VERSUCHSAUFBAU OHNE ÄNDERUNGSMABNAHMEN (REFERENZ).

B. Spannungsfestigkeit mit Isolierlack

Für die Prüfung mit Isolierlack wurde ein Elektrodenblech mit MG 4228A lackiert und der Lack gemäß Herstellervorgaben getrocknet. Der Versuchsaufbau ist in ABBILDUNG 11 dargestellt. Nach Ausbleiben eines elektrischen Durchschlages wurde der Test nach 2 Minuten bei 87 kV anstehender Spannung erfolgreich beendet. Teilentladungen waren während des Tests nicht feststellbar.



ABBILDUNG 11: VERSUCHSAUFBAU MIT ISOLIERLACK.

C. Spannungsfestigkeit mit zwei Schichten Trafopapier

Um die im Tankmodul schwächsten Stellen ohne Überlappung darzustellen, wurden lediglich zwei Schichten Nomex® 910 verwendet. Das Aramid-Cellulose Papier wurde so angelegt, dass es die Kanten der Elektrode umschließt. Der Versuchsaufbau ist in ABBILDUNG 12 dargestellt. Nach Ausbleiben eines elektrischen Durchschlages wurde der Test nach 2 min bei 87 kV erfolgreich beendet. Teilentladungen an den Elektroden waren während des Tests nicht feststellbar.



ABBILDUNG 12: VERSUCHSAUFBAU MIT ZWEI SCHICHTEN ARAMID-ZELLULOSE TRAFOPAPIER.

D. Spannungsfestigkeit mit POM-C-Haube

Für den Vergleich unter Hinzunahme der POM-C Elektrodenhaube musste die nachgebildete Kante durch ein um die Materialstärke der Haube schmaleres Trafoboard[®] getauscht werden, um eine gleichbleibende Schlagweite zu gewährleisten. Der Versuchsaufbau ist in ABBILDUNG 13 dargestellt. Es erfolgte eine Spannungserhöhung in Schritten und Intervallen wie in den vorherigen Versuchen bis zur maximal möglichen Spannung von 87 kV. Nach Ausbleiben eines elektrischen Durchschlages wurde der Test nach 2 min bei 87 kV erfolgreich beendet.



ABBILDUNG 13: VERSUCHSAUFBAU MIT POM-C HAUBE.

E. Zusammenfassung der Evaluierung

Jede Änderungsmaßnahme, Auftragen Isolierlack MG 4228A, Einbringen zweier Schichten Nomex® 910 und Einbringen von POM-C Elektrodenhauben führte bereits als Einzelmaßnahme zu einer Verbesserung der Durchschlagspannung. Eine quantitative Aussage über die Verbesserung ist auf Grundlage der durchgeführten Versuche nur begrenzt möglich.

V. STEHSPANNUNGSPRÜFUNG TANKMODUL

In den vergangenen Stehspannungsprüfungen war jeweils nur ein Prüfkabel für den Anschluss des Tankmoduls an einen Prüftransformator verfügbar, weshalb lediglich eine Leiter-Erde-Prüfung durchgeführt werden konnte. Für die finale Stehspannungsprüfung waren nunmehr zwei Prüfkabel verfügbar, sodass der Ablauf der Stehspannungsprüfung dahingehend abgeändert wurde, dass die Prüfung in der Konstellation des zukünftigen Messaufbaus durchgeführt wird [4].

Für die Stehspannungsprüfung wird ein einphasiger Hochspannungsprüftransformator mit einer maximalen effektiven Ausgangsspannung von 150 kV verwendet. Das Tankmodul wurde in den zwei verschiedenen Konstellationen, welche in ABBILDUNG 14 und ABBILDUNG 16 dargestellt sind, angeschlossen:

• Leiter – Leiter $U_{L-L,RMS} = 150 \text{ kV}$ Differenzspannung mit undefinierter Potentialdifferenz zur geerdeten Tankwand.

 Leiter – Erde U_{L-Gnd,RMS} = 100 kV Differenzspannung

Für das Bestehen der Stehspannungsprüfung musste die maximale Spannung von 150 kV Leiter-Leiter respektive 100 kV Leiter-Erde für eine Dauer von 60 Sekunden ohne das Auftreten eines elektrischen Durchschlages oder akustisch wahrnehmbaren Teilentladungen gehalten werden. Durchgeführt wurden somit die nachfolgenden Prüfungen:

- 1. L_1 Ground mit $U_{L-Gnd,RMS} = 100 \text{ kV}$
- 2. $L_1 L_3$ mit $U_{L-L,RMS} = 150 \text{ kV}$
- 3. $L_2 L_3$ mit $U_{L-L,RMS} = 150 \text{ kV}$
- 4. L_2 Ground mit $U_{L-Gnd,RMS} = 100 \text{ kV}$
- 5. L_3 Ground mit $U_{L-Gnd,RMS} = 100 \text{ kV}$
- 6. $L_1 L_2$ mit $U_{L-L,RMS} = 150 \text{ kV}$



Abbildung 14: Versuchsaufbau L_1 – Erde mit $U_{L-GND,RMS} = 100 \text{ kV}.$

Im Versuchsaufbau Leiter-Erde wurde zusätzlich mittels LeCroy CP030A Stromzange der in ABBILDUNG 15 rosa dargestellte Erdstrom gemessen. Dieser erreichte einen Maximalwert von rund $I_{\text{Gnd,RMS}} = 140$ mA und ist auf das Laden und Entladen von parasitären Kapazitäten sowie den spannungsversorgenden Kapazitäten des IGBT-Moduls zurückzuführen.



Abbildung 15: Erdstrom der L1 - Ground Messung bei 95 kV mit $I_{GND,RMS} = 140$ mA.



Abbildung 16: Versuchsaufbau L₁ - L₃ mit $U_{L-L,RMS} = 150$ kV.

Im Versuchsaufbau Leiter-Leiter war eine Strommessung aufgrund der Potentialdifferenz zur Hochspannung von bis zu 150 kV nicht möglich. Nach Durchführung der Prüfungen 1-6 ohne das Auftreten eines elektrischen Durchschlages oder akustisch wahrnehmbaren Teilentladungen wurde die Stehspannungsprüfung erfolgreich beendet.

VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Ziel war es für den bestehenden Prototypen des 110-kV-Netzimpedanzmesscontainers unter dem Einsatz minimaler Mittel und der Verwendung des bestehenden Designs Spannungsfestigkeit in Höhe 84 kV respektive 145,2 kV zu erreichen. Durch die in "Zusammenfassung der Maßnahmen zur Erhöhung der Spannungsfestigkeit" aufgeführten Änderungen wurde die Spannungsfestigkeit erhöht und der Nachweis hierfür mittels Stehspannungsprüfung für die Leiter-Erde-Spannung in Höhe von 100 kV beziehungsweise die Leiter-Leiter-Spannung in Höhe von 150 kV erbracht. Es folgt die Integration des Tankmoduls in den bestehenden 40'-Container gemäß ABBILDUNG 1, die erneute Prüfung der Schutz- und Messtechnik sowie die Fertigstellung der Ansteuerung des IGBT-Moduls. Daran anschließend wird der 110-kV-Netzimpedanzmesscontainer Prototyp für die erstmalige Testmessung an eine 110-kV-Sammelschiene in Hamburg Jenfeld angeschlossen.

LITERATUR

- J. Schräder, M. Meyer, M. Jordan und D. Schulz, "Ermittlung von Resonanzfaktoren zur Oberschwingungsbewertung nach VDE-AR-N 4110 basierend auf Netzimpedanzmessungen," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Nr. 7, 11 2024.
- [2] H. Wilken, M. Jordan, J. Schräder, T. T. Do und D. Schulz, "Determination of the Time- and Frequency-Dependent Grid Impedance on the 110 kV High-Voltage Level - Development and System Design of Novel Measurement Container," in NEIS Conference, Hamburg, 2018.
- [3] J. Schräder, B. Lkhamsuren, K. Krug und D. Schulz, "Elektrische Durchschlagfestigkeit im 110 kV-Netzimpdanzmesscontainer," in *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz, Band 1*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2019, pp. 84-87.
- [4] J. Schräder, M. F. Meyer, P. Möbius und D. Schulz, "Ausführung der Hochspannungs-Isolierung des 110 kV-Impedanzmesscontainers," in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, Band 4*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2022, pp. 116-121.
- [5] A. Küchler, Hochspannungstechnik, Schweinfurt: Springer Vieweg, 2017.
- [6] P. Thomas, N. E. Hudedmani, A. R. Prasath, N. K. Roy und S. N. Mahato, "Synthetic ester oil based high permittivity CaCu3Ti4O12 (CCTO) nanofluids an alternative insulating medium for power transformer," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Bd. 26, Nr. 1, pp. 314-321, 23 01 2019.
- [7] Senior Engineer MIDEL & MIVOLT Fluids Ltd. [Interview]. 13 08 2024.
- [8] Röchling SE & Co. KG, "Technisches Datenblatt Lignostone MI/2-E3-HQ," 12, 04, 2024.
- [9] Mitsubishi Chemical Advanced Materials, "Datenblatt Ertacetal C POM-C / Acetron GP POM-C," 11, 18, 2024.
- [10] Shell Deutschland Oil GmbH, "Datenblatt Shell Naturelle Transformer Fluid S4 I," 04, 27, 2010.
- [11] X. Wang und Z. D. Wand, "Study of dielectric behavior of ester transformer liquids under ac voltage," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Bd. 19, Nr. 6, pp. 1916-1925, 2015.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Entwicklung eines netzseitigen Lastmanagements auf Basis intelligenter nichtlinearer Systemidentifikation zur Vermeidung von Transformator-Lastspitzen in einem Niederspannungsnetz

Dennis Salvador Versen* Professur für Theoretische Elektrotechnik und Numerische Feldberechnung Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *versend@hsu-hh.de

Kurzfassung – In deutschen Stromnetzen ist die Vorhersage zur Vermeidung von Überlast eine anspruchsvolle Aufgabe. Eine wenig digitalisierte Infrastruktur sowie eine strenge Datenschutzvorgabe erschweren die Vorhersage von Lasten in Netz und damit das präzise Reagieren auf Überlast. In diesem Beitrag wird ein intelligentes Last- und Lademanagement für die Integration der Elektromobilität vorgestellt, welches auf neuronalen Netzen basiert, und Lastspitzen in einem deutschen Niederspannungsnetz reduzieren kann. Nach einem prädiktiven Regel-Ansatz wird eine neuronale Netzarchitektur als Systemidentifikator dienen und dazu genutzt werden den richtigen Leistungspegel für das Laden von Elektrofahrzeugen zu bestimmen und die Last somit intelligent im Niederspannungsnetz zu verteilen.

Stichworte – Sytemindentifikation, Lade- und Lastmanagement, Lastspitzenglätting, Maschinelles Lernen

NOMENKLATUR

<i>P</i> in W	Elektrische Leistung
W in Wh	Elektrische Energie
СР	Charging Point
FNN	Feedfoward Neural Network
LSTM	Long-Short-Term-Memory
MDP	Markov Decision Process
MPC	Model Predictive Control
NARX	Non-linear Autoregressive Exogenous Input Model
NN	Neuronales Netz
POMDP	Partial Observable MDP
RNN	Rekurrente neuronale Netze

I. EINLEITUNG

Mit dem Ziel der Dekarbonisierung des Energiesektors aufgrund des Klimawandels stehen die elektrischen Netze vor einer umfangreichen Integration neuer elektrischer

Verbraucher und Erzeuger. Um Lastspitzen im Netz zu vermeiden, sind intelligente Lösungen erforderlich, um die Last in weniger belastete Zeiträume zu verlagern. Hier kollidieren unterschiedliche Interessen miteinander. Der Verteilnetzbetreiber möchte Lastspitzen im Netz verhindern, Überhitzung und Zerstörung der Anlagen wie um Transformatoren, Kabel usw. zu vermeiden. Andererseits möchten die Verbraucher eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug mit der Gewissheit kaufen, dass es keine Wartezeiten für das Aufladen oder Heizen aufgrund von Engpässen im Netz gibt. Grundlegend für diese Arbeit ist ein deutsches Niederspannungsnetz. In Deutschland gibt oft eine veraltete und wenig digitalisierte Infrastruktur im Bereich der Stromnetze. Der Ausbau des Stromnetzes ist ein sehr zeit- und kostenaufwändiges Unterfangen. Um hohe Kosten und lange Ausbauzeiten zu vermeiden und gleichzeitig ein stabiles Netz zu gewährleisten, ist es dem Netzbetreiber erlaubt, bestimmte elektrische Verbraucher bei drohender Überlastung abzuschalten. Solche Verbraucher können Wärmepumpen oder EV-Ladepunkte sein. Es ist geplant, in jedem Haushalt Smart Meter Gateways zu integrieren, die Daten zu elektrischen Verbrauchern an den Netzbetreiber übertragen. Diese Daten können alle 15 Minuten gemessen werden und werden aufgrund von Datensicherheitsstandards einmal am Tag übertragen [1]. Aus regelungstechnischer Sicht konfrontiert ein solches Leitsystem den Netzbetreiber mit einem hochkomplexen nichtlinearen System mit hohen Unsicherheiten und mangelnder zeitlicher sowie räumlicher Informationsdichte. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass einige Informationen alle 15 Minuten übermittelt werden, um ein echtzeitnahes Steuerungsszenario darzustellen. Es wird angenommen, dass der Netzbetreiber alle 15 Minuten die kumulierte Last von allen Ladepunkten erhält. Es gibt eine Reihe von konventionellen Steuerungsansätzen für verschiedene physikalische Probleme. Bei linearen Systemen sind verschiedene Regelungsstrategien bekannt und weitgehend erforscht (PID, Model Predictive Control etc.). Auch bei nichtlinearen Systemen kann die Verwendung linearer Regelungsstrategien das System in einem bestimmten Bereich regeln, wenn die Dynamiken des Systems gut bekannt sind [2]. Allerdings ist eine umfassende Kenntnis des Systems unabdingbar. Daher ist es wichtig, die Physik hinter diesen Systemen zu verstehen. Noch besser ist es, wenn sich die mathematischen Zusammenhänge in einem Modell beschreiben dem optimale lassen, mit sich Steuerungsparameter finden lassen. Doch mit dem Auftreten von großen Unsicherheiten kann die Zuverlässigkeit dieser Modelle sinken. Dies kann enorme Fehler verursachen, die zu unerwartetem Verhalten führen. Neuronale Netze können hier Abhilfe schaffen. Mit der Fähigkeit der Mustererkennung bietet es eine vielversprechende Lösung für datengesteuerte Modelle in informationsarmen Umgebungen. Ein Ansatz ist das modelfreie verstärkende Lernen (Reinforcement Learning). Dieser basiert auf den Prinzipien eines Markov-Entscheidungsprozesses (Markov Decision Process), bei dem ein Agent Entscheidungen aufgrund der Annahme einer zukünftigen Belohnung oder Bestrafung trifft. Obwohl diese Agenten die Informationen über die Dynamik der Umgebung in ihren neuronalen Netzen enthalten, handeln sie modellfrei und es ist schwierig, die Informationen für weitere Aufgaben zu extrahieren. Aus diesem Grund gewinnen modellbasierte Ansätze und die Systemidentifikation durch neuronale Netze in der aktuellen Forschung zunehmend an Bedeutung [3]. Auch wenn tiefe modellbasierte Kontrollstrategien nicht die konvergierenden Leistungen wie modellfreie Algorithmen erreichen [4], gibt es einige Vorteile, die mit einem separaten trainierten Modell der Umgebung verbunden sind, wie eine höhere Dateneffizienz. Viele Arbeiten zeigen gute Ergebnisse in bekannten RL-Umgebungen [5] und Systemen [6] sowie in komplexen Simulationen [7]. In diesem Beitrag soll untersucht werden, wie ein unkonventioneller intelligenter Regelansatz in unsicheren, wenig bekannten Umgebungen wie einem Niederspannungsnetz funktionieren können. Am Beispiel eines deutschen Niederspannungsnetzes mit mehreren integrierten Ladepunkten (CP) wird die Aufgabe gestellt, die Last am Transformator über die Last der CPs vorausschauend zu steuern, um die Lastspitzen des Transformators zu glätten und dennoch eine maximale Last an den CPs zu jedem gegebenen Zeitschritt zu gewährleisten. Dabei werden die Informationen der kumulierten Last von jedem CP und der Last am Transformator verwendet, um die Last alle 15 Minuten am Transformator vorherzusagen. Im Folgenden werden die verschiedenen Disziplinen beschrieben, die dieser Arbeit zugrunde liegen. Dabei werden Grundlagen spieltheoretischer Sicht, wie den Markov aus Entscheidungsprozess sowie regelungstechnische Ansätze wie das Zustandsraummodell und modellprädiktive Regelung sowie Architekturen des maschinellen Lernens erläutert.

II. SIMULATION

In diesem Abschnitt wird das Niederspannungsnetz beschrieben in der der Transformatorlast über die Ladesäulen geregelt werden soll. Zudem werden die Grundlagen des Markov Entscheidungsprozesses (MDP) erläutert, die dazu dienen den Prozess spieltheoretisch zu beschreiben. Die folgenden Gleichungen bestehen aus kleinen Buchstaben und großen Buchstaben. Fettgedruckt stehen die kleinen Buchstaben für Vektoren und die Großen für Matrizen.

A. Markov Entscheidungsprozess

Wenn man vom Niederspannungsnetz als Regelsystem spricht, sollte die Möglichkeit gegeben sein dieses mathematisch zu beschreiben sowie Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie innere Zustände möglichst gut zu erfassen. Das dies nicht der Fall ist, soll im Folgenden erklärt werden. Im folgenden System ist die Transformatorlast die messbare Ausgangsgröße, die über die Last an den Ladepunkten beeinflusst werden kann. Dabei wird ein Dimmfaktor, der die Leistungsabgabe an den Ladepunkten bestimmt als Stellgröße von außen dem System zugefügt. Es wäre möglich, dieses System mathematisch zu beschreiben, wenn es genügend Informationen über die anderen Zustände im System gäbe, wie z.B. andere Haushaltslasten, die von mehreren elektrischen Verbrauchern gestellt werden und einer Zufälligkeit unterliegen. Dies ist jedoch wie Eingangs beschrieben nicht der Fall. Die Stellgröße Dimmfaktor steht im Verhältnis zu den anderen Lasten im Netz. Dieses nichtlineare Verhalten macht es schwer, die Auswirkungen auf die Gesamtlast am Transformator vorherzusagen, wenn die übrigen Lasten im Netz unbekannt sind. Das verbirgt eine Menge Unsicherheiten und Wahrscheinlichkeiten. Im Hinblick auf die Handhabung von Wahrscheinlichkeiten zur Steuerung eines Niederspannungsnetzes kann dieses System daher als MDP beschrieben werden. Ein MDP beschreibt ein stochastisches Steuerungsproblem, das durch das Tupel (S, A, R, P) dargestellt wird. Ist die Gesamtheit der möglichen Zustände, in denen sich die Umwelt befinden kann. A ist der Raum der möglichen Aktionen, die die Umwelt zulässt. P ist die Übergangswahrscheinlichkeit, um von einem Zustand in den nächsten zu gelangen, und R ist eine Belohnung, die für eine Aktion, die zu einem Übergang führt, erhalten wird. Ein MDP zeitdiskreter, ist ein stochastischer Entscheidungsprozess, der häufig in Reinforcement-Ansätzen verwendet wird, in denen ein Entscheidungsträger, ein sogenannter Agent, anhand von Wahrscheinlichkeiten entscheiden muss, welche Handlungssequenz aus einem vordefinierten Handlungsraum ein maximales Ergebnis in einer möglichen Folge von Folgezuständen auf der Basis eines Belohnungssystems erzielt. In vielen Problemdomänen hat ein Agent jedoch nur begrenzte Erfassungsmöglichkeiten, so dass es für ihn schwierig ist, aus seinen Beobachtungen ein markovianisches Zustandssignal zu extrahieren. Wenn der Agent nicht die gesamte Zustandsinformation erhalten kann, nachdem er eine Aktion in die Umwelt implementiert hat, spricht man auch von einer partiell beobachtbaren MDP (POMDP).

B. Netzumgebung

Der folgende Abschnitt beschreibt den Aufbau der Markov Entscheidungsumgebung, die im Fokus der Regelung steht. Für diese Arbeit wird ein Datensatz von Simbench [8] verwendet, um ein Niederspannungsnetz zu simulieren. Dieser Datensatz enthält elektrische Parameter zur Modellierung von Stromnetzen und umfasst die Spannungsebenen von Niederbis Höchstspannung. Saisonale Zeitreihen in 15-Minutenfür Ladestationen, Haushalte, Auflösung Industrie, Heizungspumpen, verschiedene Arten von Generatoren usw. für ein Jahr sind ebenfalls integriert. Für die Simulation wird Python-Strommodellierungsund das Analysetool Pandapower verwendet [9]. Diese Umgebung kann als ein dynamisches System mit einer diskreten Informationsdichte betrachtet werden. Das Ziel in dieser Umgebung ist es, die Last des Transformators so zu steuern, dass sie unter einem bestimmten Prozentwert der maximal erlaubten Auslastungskapazität bleibt. Es wird ein hoher Zuwachs für verschiedene Arten von neuen elektrischen Verbrauchern angenommen. Daher wird ein Zukunftsszenario künstlich aufgebaut, indem mehr elektrische Verbraucher, wie Wärmepumpen und Wallboxen, in das Spannungsnetz integriert werden, sodass es zu erheblichen Überlasten am Transformator kommt. Die Stellgröße wird durch einen universellen Dimmfaktor an den Ladepunkten definiert. Für die Ankunfts- und Abfahrtszeit sowie für den Ladestatus bei Ankunft der Elektrofahrzeuge (EVs) wird der Datensatz von Natonal Grid - Electric Nation Data [10] verwendet. Da in deutschen Niederspannungsnetzen ein Informationsdefizit aufgrund von Datensicherheit und mangelnder Digitalisierung noch immer ein Problem darstellt und wahrscheinlich auch in naher Zukunft bestehen bleiben wird, ist der beobachtbare Zustand recht begrenzt. Im Hinblick auf die aktuellen Sicherheitsstandards wird der folgende messbare Zustand angenommen: Die Last am Transformator τ_k wird gemessen und kann alle 15 Minuten abgefragt werden. Die Summe über alle CP-Lasten $P_{CP,k}$ und die Anzahl der belegten CPs CP_k können alle 15 Minuten übertragen werden. Um weitere Informationen zu erhalten, wird für jeden Wert eine Zeitreihe in 15-minütiger Auflösung betrachtet. Daraus ergibt sich der Zustandsraum x(k) in Matrixform, wobei die x-Achse die Merkmale beschreibt und die y-Achse die zeitliche Information enthält.

$$\boldsymbol{x}(\boldsymbol{k}) = \begin{bmatrix} \tau_{k} & P_{CP,k} & CP_{k} & T_{k} \\ \tau_{k-1} & P_{CP,k-1} & CP_{k-1} & T_{k-1} \\ \tau_{k-2} & P_{CP,k-2} & CP_{k-2} & T_{k-2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \tau_{k-n} & P_{CP,k-n} & CP_{k-n} & T_{k-n} \end{bmatrix}$$
(1)

III. DER REGELANSATZ

Im folgenden Abschnitt werden der Regelansatz und die Grundsätze der Algorithmik beschrieben, die in dieser Arbeit Verwendung finden. Zunächst soll der Leser einen allgemeinen Überblick über die Grundsätze der modellprädiktiven Steuerung und der Modellierung der Dynamik in einem mathematischen Modell erhalten, bevor die, dieser Arbeit zugrunde liegenden, neuronalen Netzwerkarchitekturen beschrieben werden.

Für diese Arbeit wird ein prädiktiver Regelansatz gewählt. Bei der Regelung versucht der Regler, eine Kostenfunktion (2) iterativ für einen Satz von möglichen zufällig gewählten Stellgrößen in einer systemmodellierten Umgebung zu minimieren, ABBILDUNG 1. Dazu wird ein Modell, dass die Dynamik des Systems beschreibt verwendet. Nachdem das Optimierungsproblem gelöst ist, wird die Stellgröße gewählt, die die geringsten Kosten verursacht, bevor der Prozess von vorne beginnt.

Dabei dient ein datengetriebenes Model mit einer neuronalen Netzwerkarchitektur der Vorhersage. Die Kostenfunktion folgt einer Wenn-Bedingung, um die beiden möglichen Szenarien der Ladeleistungsbereitstellung abzudecken. Einerseits sollte, wenn keine Überlast droht, die volle Ladeleistung an jedem CP bereitgestellt werden. Droht eine Überlastung des Transformators, muss der Ladefaktor so angepasst werden, dass die Lastschwelle des Transformators auf der Netzseite nicht überschritten wird und die Leistung auf der Kundenseite möglichst maximal ausgenutzt wird.

$$\begin{aligned}
f(u, y) &= \\
\left\{ R \cdot \left(u_{\text{ref}} - u(k) \right)^2 + S \cdot \Delta u^2, & C \cdot f\left(u(k), x(k) \right) < y_{\text{ref}} \\
Q \cdot \left(y_{\text{ref}} - C \cdot f\left(u(k), x(k) \right)^2 + S \cdot \Delta u^2, & C \cdot f\left(u(k), x(k) \right) \ge y_{\text{ref}} \end{aligned} \right. \tag{2}$$

Die Kostenfunktion (2) beschreibt die Qualität der gewählten Stellgröße u_k im Ist-Zustand x_k , getestet im Modell $f(\cdot)$. Hierzu dient die Referenzgröße der nicht zu überschreitenden Transformatorlast. Die Qualität der Stellgröße ist dabei abhängig, wie nahe uns der Stellgrößenwert an die Referenzgröße führt. Das Modell stellt den Übergang in den nächsten vorhergesagten Zustand $y_{k+1} = f(u_k, x_k)$ dar. Die Variable C stellt lediglich eine Einheitsmatrix zur Auswahl des vorhergesagten Ausgangs dar, in diesem Fall die Last am Transformator im nächsten Zustand. Je nach Fall wird die Regelgröße bzw. die vorhergesagte Transformatorlast mit der Referenz (u_{ref}, y_{ref}) verglichen.

1: for $iteration = 1, 2, \dots$ do
 generate a random charging factor trajectory (actions) in length of the control horizon (N) between 01
3: score = 0
4: for $i = 1, 2,, N$ do
s: predicted next state = model(state, actions[i])
6: delta action = actions[i] - actions[i-1]
7: score += cost function(actions[i], predicted next state, delta action)
8: state = predicted next state
9: end for
10: if score < lowest score then
11: lowest sore = score
12: optimal action sequence = actions
13: end íf
14: end for
15: return optimal action sequence

ABBILDUNG 1: ABLAUF DES OPTIMIERUNGSALGORITHMUS.

IV. DAS MODELL

In konventionellen Regelsystemen dienen Zustandsraummodelle zur Beschreibung der Systemdynamiken in physikalischen Systemen. Für modellprädiktive Ansätze ist es üblich, diese Modelle zu verwenden, um die Zukunft in einem offenen Regelkreis vorherzusagen [11].

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{1} \\ \dot{x}_{2} \\ \vdots \\ \dot{x}_{n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{1} \\ x_{2} \\ \vdots \\ x_{n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{1} \\ b_{2} \\ \vdots \\ b_{n} \end{bmatrix}$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}(t) + \mathbf{b} \cdot u(t)$$

$$(4)$$

Die Gleichung zeigt das Model eines Zustandsraumes welcher jeweils auf den Ableitungen der möglichen Zustände basiert und über die Zustandsmatrix A definiert ist. Wie in Kapitel II beschrieben, kann das Lademanagement in einem Niederspannungsnetz nicht als ein physikalisches System, dessen Dynamiken durch Differentialgleichungen beschrieben werden behandelt werden. können, Das Stromversorgungsnetz hängt in hohem Maße von menschlichem Verhalten und Wahrscheinlichkeiten ab und ähnelt somit eher einem Markov-Entscheidungsprozess. Eine korrekte Vorhersage und bekannte Informationen über die Netzstruktur könnten den Einsatz einer optimalen Leistungsflussberechnung legitimieren. Dies ist jedoch in der Realität oft nicht der Fall. Dennoch kann vereinfacht von einer nicht-linearen Funktion ausgegangen werden, die vereinfacht wie folgt beschrieben wird.

$$x_{k+1} = f(x_k, u_k) \tag{5}$$

$$y_k = g(x_k, u_k) \tag{6}$$

Dabei beschreibt x_k die Gesamtheit aller in einem diskreten System vorhandenen Zustände und y_k die zu beobachteten Zustände. Es gilt also eine nicht-lineare Funktion zu finden, die über einen exogenen Input die 2)nächsten messbaren Zustände vorhersagen kann. Diesbezüglich werden neuronale Netze verwendet.

1) Nicht-lineares Autoregressives Exogenes Eingangs-Modell (NARX)

Zur Systemidentifikation von dynamischen Systemen müssen Zustandswechsel in Abhängigkeit der Eingangsgrößen/Stellgrößen erlernt werden. In einem Feedback Modell müssen die hervorgegangenen Zustände daher regressiv als Input übergeben werden. Daher besteht ein autoregressiver Ansatz aus den aktuellen messbaren Zuständen sowie einer Sequenz vergangener messbarer Zustandsentwicklung $(y_k, ..., y_{k-n})$ sowie der Historie der vergangenen Stellgrößen $(u_{k-1}, ..., u_{k-n})$. Bezogen auf die Gleichung (5) lässt sich der Zustandsraum wie folgt darstellen:

$$x_{k+1} = f(\kappa(y_k, \dots, y_{k-n}, u_{k-1}, \dots, u_{k-n}), u_k)$$
(7)

Da es keine vollständige Information über die Zustände des Systems gibt lassen sich die Gleichungen ... vereinfacht wie folgt darstellen:

$$y_{k+1} = g(f(\kappa(y_k, \dots, y_{k-n}, u_{k-1}, \dots, u_{k-n}), u_k), u_{k+1})$$
(8)

Da die Gleichungen $\kappa(\cdot)$, $g(\cdot)$ und $f(\cdot)$ mathematische Kenntnisse des Systems voraussetzen, die als nicht vorhanden angenommen werden, werden die Gleichungen durch $f_{\text{NARX}}(\cdot)$ substituiert:

$$y_{k+1} = f_{\text{NARX}}(y_k, \dots, y_{k-n}, u_{k+1}, \dots, u_{k-n})$$
(9)

Somit wird eine Funktion benötigt die abhängig von messbaren historischen Daten und einen in der Zukunft angesetzten Stellgrößenwert u_{k+1} ist. Dieser in der Zukunft Wert kann frei gewählt werden und soll eine Kostenfunktion möglichst minimieren.

Da die hier genannte Funktion über gesammelte Daten über neuronale Netze (NN) erlernt werden soll wird hier nochmal wie folgt substituiert:

$$y_{k+1} = f_{NARX} = NN(y_k, ..., y_{k-n}, u_{k+1}, ..., u_{k-n}; W)$$
 (10)

Dabei beschreibt W die Menge aller zu erlernenden Parameter für das NN.

2) Neuronale Netze

Ziel dieses Kapitels ist es, neuronale Netze vorzustellen und die mathematischen Ähnlichkeiten zu dynamischen Systemen aufzuzeigen und zu begründen, warum sie für deren Darstellung geeignet sind. Neuronale Netze sind Black Boxes, die als hochdimensionale nichtlineare Funktionen betrachtet werden können. Dabei wird die Struktur von biologischen Neuronen des physikalischen Neuronensystems kopiert. NNs haben in den letzten Jahren im Bereich der Regressionsanalyse an Bedeutung gewonnen und sind vor allem für die Mustererkennung in bildgebenden Verfahren bekannt. Anders als abgeleitete Funktionen werden NNs durch Eingabe- und Ausgabedaten trainiert, um ihre Parameter über einen Datensatz zu erhalten. Ein NN kann verschiedene Strukturen und Dimensionen haben. Die ABBILDUNG 2 zeigt ein Feedforward Neural Network (FNN) mit einer versteckten Schicht.



ABBILDUNG 2: FEEDFORWARD NEURAL NETWORK.

Neben einer Eingabeschicht und einer Ausgabeschicht kann ein FNN eine oder mehrere versteckte Schichten haben.

Dies wird als mehrschichtiges neuronales Netz bezeichnet. Jedes Neuron kann über ein Gewicht mit jedem Neuron der nächsten Schicht verbunden werden. Eine mathematische Beschreibung eines FNN mit einer versteckten Schicht sieht wie folgt aus.

$$\boldsymbol{h} = \delta(\boldsymbol{W}_{\mathbf{h}\mathbf{x}} \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{b}_{\mathbf{x}}) \tag{11}$$

$$\boldsymbol{y} = \delta \left(\boldsymbol{W}_{\mathbf{y}\mathbf{h}} \cdot \boldsymbol{h} + \boldsymbol{b}_{\mathbf{h}} \right) \tag{12}$$

Dabei stellt $\delta(\cdot)$ eine nichtlineare Aktivierungsfunktion der entsprechenden Schicht dar und dient als Erregungsschwellenwert. In einem exorgenen Input Model besteht der Eingabevektor x aus dem aktuellen Zustandsvektor x(k) und einer exogenen Eingabe u(k). Dem Input x in Gleichung (11) zugeordnet, sieht das für die Inputschicht wie folgt aus:

$$\begin{bmatrix} \kappa_{1} \\ h_{2} \\ \vdots \\ h_{n} \end{bmatrix} = \delta_{h} \cdot \left(\begin{bmatrix} w_{11} & w_{12} & \cdots & w_{1m} & w_{1u} \\ w_{21} & w_{22} & \cdots & w_{2m} & w_{2u} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ w_{n1} & w_{n2} & \cdots & w_{nm} & w_{nu} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \kappa_{1} \\ \kappa_{2} \\ \vdots \\ \kappa_{m} \\ u \end{bmatrix} \right) + \boldsymbol{b}_{\boldsymbol{x}}$$
(13)

Der Vektor **h** ist der Ausgang der ersten Schicht. Ähnlich wie A in Gleichung (4) kann W_{hx} die Systemdynamiken darstellen, auch wenn sie hier durch Eingabe- und Ausgabedaten und gelernt nicht durch Differentialgleichungen hergeleitet werden. Mit nur einer Eingangsschicht und einer Ausgangsschicht könnte man daher jeden linearen Zustandsraum beschreiben. Je nach Anzahl hinzugefügter versteckter Schichten kann ein neuronales Netz mehrere Systemmatrizen haben, die miteinander verwoben werden können. Dadurch können die Nichtlinearitäten eines Systems sowie die unbekannten Zustände während des Trainingszeitraums erfasst werden. Bezogen auf das NARX-Modell würde der Eingangsvektor x nicht nur die aktuellen Zustands- und Eingangsgrößen beinhalten, sondern auch eine zeitliche Sequenz.

3) Rekurrente Neuronale Netze

Obwohl Standard-FNNs auch zeitliche Abhängigkeiten über ein Zeitfenster von Eingabedaten erlernen können, ist es üblich, rekurrente neuronale Netze (RNN) zu verwenden, da sie in der Lage sind, temporäre Schlüsselinformationen in einem Datensatz zu finden, ABBILDUNG 3. Dies gelingt dadurch, dass die Neuronen nicht nur mit den Neuronen der nächsten Schicht verbunden sind, sondern auch mit einem Neuron aus derselben oder der vorherigen Schicht.



ABBILDUNG 3: REKURRENTES NERUONALES NETZWERK ZEITLICH ENTFALTET.

Eine mathematische Beschreibung für den Ausgabewert des RNN ist folgendermaßen definiert:

$$\boldsymbol{h}_{k} = \boldsymbol{\delta}_{h} (\boldsymbol{W}_{hx} \cdot \boldsymbol{x}_{k} + \boldsymbol{W}_{hh} \cdot \boldsymbol{h}_{k-1} + \boldsymbol{b}_{x})$$
(14)

$$\boldsymbol{x}_{k+1} = \boldsymbol{\delta}_{\mathbf{0}} (\boldsymbol{W}_{\mathbf{0}\mathbf{h}} \cdot \boldsymbol{h}_{\mathbf{k}} + \boldsymbol{b}_{\mathbf{h}}) \tag{15}$$

Bezogen auf das beschriebene NARX Modell muss man x_k und x_{k+1} mit den messbaren Ausgabewerten und Stellgrößen substituieren:

$$\boldsymbol{x}_{\boldsymbol{k}} = [\boldsymbol{y}_{\boldsymbol{k}}, \boldsymbol{u}_{\boldsymbol{k}}] \tag{16}$$

$$\boldsymbol{x_{k+1}} = \boldsymbol{y_{k+1}} \tag{17}$$

Dabei handelt es sich, nach wie vor, bei k um eine Laufvariable. Im Hinblick auf die Ausgabe h_k des zeitlich entfalteten RNN werden die Eingaben $[y_k, u_k]$ sowie die Ausgabe h_{k-1} der verborgenen Schicht mit den Gewichtsmatrizen W_{hx} und W_{hh} verrechnet bevor sie mit der Ausgangsgewichtsmatrix W_{oh} den nächsten Zustand prädiziert.

4) Long-Short-Term-Memory (LSTM)

Ein Problem bei RNN ist, dass es umso schwieriger ist, ein RNN zu trainieren, je mehr es sich im Laufe der Zeit entfaltet. Das liegt an dem Problem des verschwindenden oder explodierenden Gradienten.

Beim Training eines NN sollen die Gewichte jeweils an den Gradienten einer Verlustfunktion angepasst werden. Dies geschieht durch Backpropagation durch das Netz. Dabei erfolgen die Anpassungen schrittweise, um ein Optimum zu finden. Bei der zeitlichen Entfaltung eines NN wird der Input um die Anzahl der Zeitschritte verstärkt, die das Netz entrollt wird, wenn die Gewichte größer als eins sind oder sie schrumpfen, wenn sie kleiner als eins sind. Das bedeutet, dass der Gradient im Prozess der Backpropagation explodieren oder verschwinden kann, je nachdem, ob die Gewichte kleiner oder größer als eins sind. LSTMs können hier eine Lösung bieten. Im Vergleich zum normalen RNN haben die Einheiten eines LSTM-Netzes eine etwas komplexere Struktur, siehe ABBILDUNG 4.



Neben einem Kurzzeitspeicherwert h_k , der ähnlich wie bei regulären RNNs die Einheiten durchläuft, hat das LSTM-Netzwerk einen parallelen Strang, der den Langzeitspeicher C_k enthält. Der Langzeitspeicher-String wird ohne Gewichte und Verzerrungen durchlaufen. Durch das Fehlen von Gewichten kann der Langzeitspeicher das entrollte Netzwerk durchlaufen, ohne dass es zu verschwindenden oder explodierenden Gradienten kommt. Eine LSTM-Einheit ist in drei Abschnitte unterteilt. Der erste Abschnitt, das so genannte Forget Gate (18), entscheidet, wie die neue Eingabe das Langzeitgedächtnis verändert. Der zweite Abschnitt, das Input Gate (19), aktualisiert das Langzeitgedächtnis (20). Im dritten Abschnitt, dem Output Gate (21), wird das Kurzzeitgedächtnis aktualisiert, indem das neue Langzeitgedächtnis berücksichtigt wird.

$$f_k = \sigma(W_f \cdot [h_{k-1}, x_k] + b_f)$$
(18)

$$i_k = \sigma(W_i \cdot [h_{k-1}, x_k] + b_i) \cdot \tanh(W_c \cdot [h_{k-1}, x_k] + b_c)$$
 (19)

$$C_k = f_k \cdot C_{k-1} + i_k \tag{20}$$

$$h_k = \sigma(W_0 \cdot [h_{k-1}, x_k] + b_0) \cdot \tanh(C_k)$$
(21)

5) Convolution Neural Network

Faltungsfilter sind in bildgebenden Verfahren weit verbreitet. Mit typischerweise bekannten Filtern wie dem Gaußschen Unschärfefilter oder dem Schärfeerkennungsfilter ist es möglich, Merkmale in Bildern wie vertikale Kanten, horizontale Kanten oder einige Kreise usw. hervorzuheben. Bei der Faltung einer Feature Map überläuft ein Filter das Bild und errechnet eine Merkmalsfolge nach dem Beispiel in ABBILDUNG 5.



ABBILDUNG 5: EINDIMENSIONALER FALTUNGSFILTER.

$$\mathbf{z}_i = \boldsymbol{g}^{\mathrm{T}} \cdot \boldsymbol{f}_i \tag{22}$$

Der Buchstabe *i* steht für einen neuen Wert in der Merkmalsfolge **z**. Die Filtergewichte *g* werden mit einem Teil des Bildes f_i der gleichen Dimension wie der Filter multipliziert. Die Idee von Convoluiton Neural Networks (CNN) ist es, diese Filtergewichte *g* zu lernen, ähnlich wie ein neuronales Netzwerk Gewichte lernt. Für diese Arbeit wird ein 1D-Filter verwendet, um charakteristische Eigenschaften entlang der Merkmalsachse der Eingabedaten zu finden.

6) Aufbau der Neuronalen Netzwerkarchitektur

Da es sich um ein NARX Modell handelt bestehen die Eingangsmerkmale x aus den beobachtbaren Zuständen sowie einer zeitlich vergangenen Sequenz $[y_k, ..., y_{k-n}]$ und der Stellgröße Drei $[u_{k+1}, \dots, u_{k-n-1}].$ verschiedene NN-Architekturen hintereinander geschaltete mit unterschiedlichen Zielen, dienen hier als Modell um eine umfassende Ausnutzung der Daten zu erhalten, siehe ABBILDUNG 6. Es wird eine LSTM-Schicht verwendet, um Muster in der zeitabhängigen Achse zu finden. Darauf folgt ein CNN-Schicht um Attribute in der Merkmalssachse zu finden.



ABBILDUNG 6: AUFBAU DER NEURONALEN NETZWERKARCHITEKTUR.

V. TRAINING

Um das Modell kontrolliert zu trainieren, wird ein gelabelter Datensatz benötigt. Hierzu dient der Datensatz ,1-LV-urban6--0-no_sw' einer Simbench-Netztopologie [8]. Dieses beschreibt ein künstliches deutsches städtisches Niederspannungsnetz. Auch die Lastprofile von Haushalten und Wärmepumpen werden dem Simbench Datensatz entnommen. Für die Standprofile der Elektroautos an den Ladepunkten werden die Daten des englischen Stromnetzverteilers National Grid [10] verwendet. Der Datensatz deckt ein Jahr ab. Aus diesen Daten müssen die Eingabe- und Labeldaten zum Antrainieren des NRAX-Modells in einem überwachten Lernprozess generiert werden. Mit einer zufällig gewählten Stellgröße/Dimmfaktor wird die CP-Last in jedem Zeitschritt manipuliert. Dabei werden dann die Haushaltslasten und die manipulierten CP-Lasten aus den Datensätzen in das Pandapower Niederspannungsnetz geschrieben und eine Lastflussberechnung für den aktuellen Zeitschritt durchgeführt. Die Zustände und Steuergrößen sowie die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden in einem Datencontainer gesammelt. Der nachfolgende messbare Zustand y_{k+1} , der durch den vorherigen Zustand y_k und dem Dimfaktor u_k erhalten wird, stellt einen Punkt für den Label-Datensatz dar. Das Sammeln der Daten verläuft über den ganzen Datensatz. Da dieser aus 15-min-Daten für ein ganzes Jahr besteht handelt es sich dabei um einen Datensatz der Größe $350 \cdot 96 = 35040$. Für das Training wird die Python Bibliothek Tensorflow verwendet. Dabei werden die Hyperparameter auf Basis eines Hyperparameter Tunings eingestellt (TABELLE I).

CNN Filter Size	11
LSTM Size	28
Hidden Layer Size	450
Optimierer	Adam
Lernrate	0,0005
Fehlerfunktion	Mittler Quadratischer Fehler
Trainingsepochen	100

TABELLE I: ÜBERSICHT DER EINGESTELLTE HYPERPARAMETER.

Zur Bewertung des Trainings wird neben dem mittleren quadratischen Fehler auch die Genauigkeit ausgewertet.



ABBILDUNG 7: TRAININGSFEHLER UND VALIDIERUNGSFEHLER DES TRAININGSPROZESS.

Schaut man sich die Lernkurve in ABBILDUNG 7 an so konvergiert das NN sowohl bei den Trainingsdaten als auch bei den Validierungsdaten. Auch nach 100 Epochen verlaufen Validierungskurve und Trainingskurve noch nah beieinander und zeigen kein Overfitting. Dies bestätigt auch die Genauigkeit die einen Wert von bis zu 88 % erlangt.

VI. AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE

Zur Auswertung der Ergebnisse wird das trainierte Model genutzt um in der Trainingsumgebung die Last am Transformator zu regeln. Dabei wird ein Grenzwert von 60 % eingestellt. Über die Kostenfunktion (2) und das iterative Optimierungsverfahren wird für eine Anzahl an Stellgrößenkandidaten der Wert ausgesucht der die Transformatorlast unter dem Auslastungsniveau von 60 % hält. Für das Auswerten der Regelalgorithmik ist hier der Februar dargestellt. Hier ist auf Grund der noch niedrigen Temperaturen eine höhere Last durch die Wärmepumpen zu erwarten als in den wärmeren Monaten.



ABBILDUNG 8: EVALUIERUNG DER ERGEBNISSE IN DER Niederspannungsnetzumgebung.

Schaut man sich die Kurven in ABBILDUNG 8 an so ist zu erkennen, dass die blaue Kurve, die den ungeregelten Zustand beschreibt, weit über dem Grenzwert von 60 % liegt. Im geregelten Zustand (orangene Kurve) kann eine eindeutige Verminderung der Auslastung am Transformator erreicht werden. Dennoch kann der Grenzwert nicht immer eingehalten werden. Dies muss nicht an einem Versagen der Regelung liegen. Es kann Zeiträumen geben, bei den die Einflussnahme der Ladelast keinen großen Einfluss auf die Transformatorlast hat, da andere nicht-steuerbare Systeme eine zu große Last für sich beanspruchen. Dies ist insbesondere zu erkennen, wenn der Dimmfaktor bei nahezu null ist und die Last am Transformator trotzdem den Grenzwert überschreitet. Für die Auswertung wird mit der Gaußschen Normalverteilung gezeigt, wie gut der Grenzwert im Falle einer drohenden Überlast eingehalten werden konnte.



ABBILDUNG 9: EVALUIERUNG DER GRENZWERTVERLETZUNGEN.

Der Graph zur Grenzwertverletzung in ABBILDUNG 9 an den Transformatoren zeigt, dass der Mittelwert bei einer Standardabweichung von 5,73 % und einer Anzahl von 2428 Ereignissen über ein Jahr mit 62,5 % leicht über dem Grenzwert liegt. Der zweite Graph zeigt, wie gut die volle Leistung an den Ladesäulen bereitgestellt wird, wenn keine Überlast droht. Diese sollte bei 100 % liegen.

VII. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Bei der hier vorliegenden Arbeit konnte gezeigt werden, dass Systemidentifikation mit neuronalen Netzen dazu genutzt werden kann um Systemdynamiken in hoch nicht-linearen unsicheren und unbekannten Umgebungen zu erlernen und zukünftige Zustände auf Basis äußerer Einflussnahme zu prädizieren. Es konnte gezeigt werden, dass maschinelles Lernen in kritischen Infrastrukturen in Zukunft eine kostenund zeitsparende Alternative zum Ausbau sein kann. Der Schwerpunkt dieser Arbeit besteht in erste Linie in der Entwicklung des dynamischen Modells. Für das Optimierungsverfahren zur Reduzierung der Zielfunktion wurde hier ein iteratives randomisiertes Verfahren gewählt. Dieses zeigt mit steigender Anzahl der Zufallskandidaten für die Stellgröße auch ein besseres Ergebnis. Allerdings führt dies zu einem höheren exponentiellen Rechenaufwand. In Zukunft können hier komplexere Optimierungsverfahren zu Performanzsteigerung führen. Da es sich hierbei um ein datengetriebenes Verfahren handelt, zeigen diese Modelle eine umso bessere Performance, wenn die Daten zunehmen und heterogener sind. Bei den hier betrachteten Daten handelt es sich um Aufzeichnungen von einem Jahr, d.h. jeder Monat jede Jahreszeit ist nur einmal vorhanden. Umso positiver ist es, dass eine Spitzenglättungen der Last erreicht werden kann. Für die Zukunft werden weitere Verfahren und andere Netzwerkarchitekturen getestet um die Performanz weiter zu steigern. Schaut man in andere Anwendungsbereiche von KI in den letzten Jahren (u. a. ChatGPT, ART with KI), so kann eine Zunahme der Datenlage und der Informationsdichte mehr Kenntnisse über Parametrierung sowie und Trainingsmethodik der neuronalen Netze eine rasante Steigerung der Performanz bedeuten.

DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird durch dtec.bw –Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr gefördert. dtec.bw wird von der European Union – NextGenerationEU finanziert.

LITERATUR

- [1] Bundesnetzagentur,
 ,,,www.bundesnetzagentur.de,"

 Bundesnetzagentur,
 [Online].

 Available:
 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start

 .html.
 [Zugriff am 2024].
- [2] H. M. Abdullah, A. Gastli und L. Ben-Brahim, "Reinforcement learning based EV charging management systems–a review," *IEEE*, S. 41506-41531, 2021.
- [3] G. Pillonetto, A. Aravkin, D. Gedon, L. Ljung, A. H. Ribeiro und T. B. Schön, "Deep networks for system identification: a survey," *Automatica*, S. 111907, 2023.
- [4] Q. Huang, "Model-based or model-free, a review of approaches in reinforcement learning," 2020 International Conference on Computing and Data Science (CDS), S. 219-221, 2020.
- [5] K. Chua, R. Calandra, R. McAllister und S. Levine, "Deep reinforcement learning in a handful of trials using probabilistic dynamics models," *Advances in neural information processing* systems, Bd. 31, 2018.
- [6] N. O. Lambert, D. S. Drew, J. Yaconelli, S. Levine, R. Calandra und K. S. Pister, "Low-level control of a quadrotor with deep model-based reinforcement learning," *IEEE Robotics and Automation Letters*, Bd. 4, S. 4224-4230, 2018.

- [7] K. Bieker, S. Peitz, S. L. Brunton, J. N. Kutz und M. Dellnitz, "Deep model predictive control with online learning for complex physical systems," arXiv preprint arXiv:1905.10094, 2019.
- [8] Simbench, "simbench.de," 2016. [Online]. Available: https://simbench.de/de/datensaetze/. [Zugriff am 2024].
- [9] pandapower, "pandapower.readthedocs.io," 2016-2024 . [Online]. Available: https://pandapower.readthedocs.io/en/latest/. [Zugriff am 2024].
- [10] N. Grid, "www.nationalgrid.co.uk," [Online]. Available: https://www.nationalgrid.co.uk/electric-nation-data. [Zugriff am 2024].
- [11] K. a. W. L. M. Holkar, "An overview of model predictive control," International Journal of control and automation, Bd. 3, S. 47-63, 2010.

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – 2024/2025

Erweiterung eines Prüfstandes zur Bewertung von Strom- und Spannungssensoren für Power-Quality-Messungen

Shahin Shabazinekoo*, Christian Becker** Institut für Elektrische Energiestechnik Technische Universität Hamburg Hamburg, Deutschland *shahin.shabazinekoo@tuhh.de, **c.becker@tuhh.de

Kurzfassung - Dieses Paper stellt die Erweiterung eines Sensorprüfstandes zur Vermessung von Stromund Spannungssensoren im Frequenzbereich von 50 Hz bis 100 kHz vor. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf der Integration von einem Messgerät der DEWETRON GmbH in den bestehenden Prüfstand, um die gesamte Messkette einschließlich einer Messkarte für Drehstromanschlüsse zu testen. Um den Sensorprüfstand zu erweitern war eine Hardund Softwareanpassung nötig. Dies wurde durch Integrierung von SCPI-Befehlen in das vorhandene Programm erreicht, um eine direkte Kommunikation mit dem Messgerät und eine automatisierte Durchführung der Messung zu ermöglichen. Ebenfalls bietet das Paper einen Einblick in die theoretischen Grundlagen des Messverfahrens und zeigt, wie diese Prinzipien in der praktischen Umsetzung des Prüfstands Anwendung finden und zu einem Ergebnis gelangen. Die Vorteile der Integration eines Messgerätes gegenüber der alleinigen Vermessung von Sensoren, wie zum Beispiel eine verbesserte Synchronisation und die Prüfung weitere Bestandteile der Messkette, werden hervorgehoben. Abschließend präsentiert das Paper ein konkretes Beispiel von Messergebnissen, die mit dem erweiterten Sensorprüfstand erzielt wurden. Dieses Ergebnis demonstriert die erhöhte Genauigkeit des Systems in verschiedenen Anwendungsszenarien. Das Paper schließt mit einem Ausblick auf zukünftige Anwendungsmöglichkeiten und potenzielle Weiterentwicklungen in der Sensormesstechnik ab, was die Bedeutung dieser Forschung für verschiedene Industriezweige nochmal verdeutlicht, und die Wichtigkeit unterstreicht.

Stichworte – Sensoren, Frequenzgang, Prüfautomatisierung

	Nomenklatur
DUT	Device Under Test
SCPI	Standard Commands for Programmable Instruments
f in Hz	Frequenz
v(t) in Volt	Zeitabhängiges Spannungssignal
V_0 in Volt	Amplitude des Spannungssignals
$v_{\rm out}(t)$ inVolt	Ausgangsspannung zum Zeitpunkt t
Α	Verstärkungsfaktor
Y	Transkonduktanz
$v_{\rm ref}(t)$ in Volt	Referenzspannung zum Zeitpunkt t

Marc Florian Meyer*, Detlef Schulz** Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *marc.meyer@hsu.hamburg, **detlef.schulz@hsu.hamburg

$v_{\rm DUT}(t)$ in Volt	Spannung des DUT zum Zeitpunkt t
$\Delta V(f) $ in Volt	Betragsabweichung bei Frequenz f
$\Delta \Phi(f)$ in °	Phasenabweichung bei Frequenz f
$\Delta_{\mathrm{rel}}(f)$ in %	Relative Abweichung

I. EINLEITUNG

In der modernen Messtechnik sind Sensoren, die über einen weiten Frequenzbereich präzise messen, vor allem bei Anwendungen wie Power-Quality- und Netzimpedanzmessungen, sehr von Nutzen. Die Präzision und Zuverlässigkeit dieser Messungen hängen von der Qualität und korrekten Kalibrierung der eingesetzten Sensoren ab. Zu diesem Zweck wurde an der Professur für Elektrische Energiesysteme ein Sensorprüfstand für die Vermessung von Strom- und Spannungssensoren entwickelt. Hiermit ist es möglich die Genauigkeit der Sensoren im Frequenzbereich von 50 Hz bis 100 kHz zu bestimmen.

In diesem Paper wird die Weiterentwicklung und Erweiterung des Sensorprüfstandes behandelt. Das Hauptziel ist es ein Messgerät der DEWETRON GmbH in den Prüfstand zu integrieren, welches an der Professur für Elektrische Energiesysteme bei Power-Quality-Messungen eingesetzt wird. [1] Die Integration des Messgerätes ermöglicht es den Sensor gemeinsam mit der gesamten Messkette zu vermessen. Des Weiteren wird hierdurch die Vermessung spezieller Stromwandler möglich, welche bei Verwendung mit Messgeräten der DEWETRON GmbH eine Bürde nutzen, diefest im Messgerät verbaut ist. Isoliert ließen sich diese Stromwandler mit dem aktuellen Sensorprüfstand nicht vermessen, da dieser nur sekundärseitige Spannungssignale, jedoch keine Stromsignale messen kann.

Diese Erweiterung zielt zunächst darauf ab, eine Messkarte des Messgerätes, welche speziell für die Vermessung eines Drehstromanschlusses bestimmt ist, samt Sensoren evaluieren zu können. Die Messkarte besteht aus vier Strom- und vier Spannungsmesseingängen, wobei die Strommesseingänge den Anschluss der oben erwähnten Stromwandler erlauben.

Um dieses Ziel zu erreichen, war eine Erweiterung sowohl der Hardware als auch der Software des Prüfstands erforderlich. Die bestehende Steuerungssoftware für die automatisierte Vermessung von Sensoren musste angepasst und mit SCPI-Kommandos (engl. Standard Commands for Programmable Instruments) erweitert werden, welche die Fernsteuerung des Messgerätes erlauben und damit die automatisierte Vermessung weiterhin gewährleisten. Hierbei bestand eine besondere Herausforderung darin, alle neu hinzukommenden Komponenten nahtlos in den bestehenden Prüfstand zu integrieren. Diese Forschungsarbeit leistet einen bedeutenden Beitrag zur Verbesserung der Sensorprüftechnik und eröffnet neue Perspektiven für präzisere und zuverlässigere Messungen in kritischen Bereichen. Die Optimierung des Sensorprüfstands bietet erhebliche Vorteile für Anwendungsfelder wie die Power-Quality-Messung und die Netzimpedanzmessung.

Bei Power-Quality-Messungen wird die Qualität der Spannung im elektrischen Netz überwacht, da Störungen oder Unregelmäßigkeiten auftreten können und diese identifiziert und minimiert werden müssen. Hier ist eine präzise Messung, die mithilfe des Sensorprüfstandes erreicht wird, von großer Bedeutung, da dadurch die Stabilität und Effizienz der Stromversorgung gewährleistet wird. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet für eine ausreichende Spannungsqualität nach Normvorgaben zu sorgen, sodass der sichere und effiziente Betrieb von Anlagen nicht gefährdet wird. Mit Hilfe der Netzimpedanz, die als Maß für den Gesamtwiderstand des Stromnetzes dient, kann der Einfluss von Anlagen auf die Spannungsqualität bewertet und vorhergesagt werden. Dessen genaue Kenntnis trägt daher ebenfalls zu einem stabilen und effizienten Betrieb Energieversorgungsnetze der bei. [2] [8] [9]

In den folgenden Kapiteln werden die theoretischen Grundlagen des bestehenden Sensorprüfstands, die aktuellen Herausforderungen und die Integration des DEWETRON-Messergebnisse, um die Effektivität der entwickelten Lösung zu demonstrieren. Das Paper schließt mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse und einem Ausblick auf zukünftige Anwendungsmöglichkeiten und Weiterentwicklungen ab.

II. ZIEL DER UNTERSUCHUNG

Das Ziel dieser Untersuchung ist die Entwicklung und Optimierung eines Sensorprüfstandes zur Kalibrierung und Evaluierung von Sensoren. Hierbei liegt ein besonderer Fokus auf der Verbesserung der Messgenauigkeit und -leistung, insbesondere in Verbindung mit Messsystemen der Dewetron GmbH. Für diesen Zweck wird in ABBILDUNG 1 der aktuelle Sensorprüfstand gezeigt, welcher nach einem systematischen Verfahren zur Erfassung und Analyse von Sensorsignalen arbeitet.

Zu Beginn der Messung wird ein sinusförmiges Spannungssignal v(t) einer bestimmten Frequenz f mit Hilfe eines Arbiträr-Funktionsgenerators erzeugt. Das Signal kann mathematisch als

$$v(t) = V_0 \cdot \sin\left(2\pi f t\right) \tag{1}$$

beschrieben werden, wobei V_0 die Amplitude der Spannung, *f* die Frequenz des Signals und *t* die Zeit ist. [10]



Abbildung 1: Sensorprüfstand ohne zu integrierendes Messgerät der Dewetron GmbH.

Das sinusförmige Spannungssignal dient als Testsignal, das an den Sensor angelegt wird, um dessen Antwort zu messen und zu analysieren. Das erzeugte Spannungssignal einem im Prüfstand verbauten kann zudem von Linearverstärker zunächst verstärkt oder in ein Stromsignal umgewandelt werden (Transkonduktanzmodus des Verstärkers). Der Linearverstärker hat die Aufgabe das Signal auf ein geeignetes Niveau anzuheben, sodass es im Bereich der Nenngröße des Sensors oder der zu erwartenden Messgrößen liegt. Das verstärkte Ausgangssignal lässt sich mit der folgenden Gleichung beschreiben [11]:

$$v_{\rm out}(t) = A \cdot v(t) \tag{2}$$

 $v_{out}(t)$ ist die Ausgangsspannung und *A* die Verstärkung in V/V. Wird das Spannungssignal in ein Stromsignal umgewandelt, um die Charakteristik von Stromsensoren zu überprüfen, kann das Ausgangssignal mit Hilfe der folgenden Gleichung beschrieben werden

$$i_{\text{out}}(t) = Y \cdot v(t) \tag{3}$$

 $i_{out}(t)$ ist der Ausgangsstrom des Verstärkers und Y die Transkonduktanz in A/V. [10]

In unserer Anwendung wird das Stromsignal, welches vom Verstärker ausgegeben wird, vom zu testenden Stromwandler in einen kleineren Sekundärstrom umgewandelt. Der Sekundärstrom fließt in den Strommesseingang des Messgerätes und wird dort mit Hilfe einer Bürde in ein Spannungssignal umgewandelt. Das daraus resultierende Spannungssignal wird dann vom Messgerät erfasst und gemessen. Daraus folgt, dass über die Einspeisung eines Stromes eine proportionale Spannung ermittelt werden kann, die wiederum Informationen über das zu messende Stromsignal gibt. [4]

Der Ausgangsstrom des Verstärkers wird sowohl von dem zu testenden Stromwandler, im Folgenden auch als DUT (engl. device under test) genannt, sowie von einem Referenzsensor mit hoher Genauigkeit gemessen. Hierbei liefert der Referenzsensor ein präzises Signal, das als Vergleichsmaßstab dient. Jedoch können sich die sekundärseitigen Spannungen des zu vermessenden Sensors $v_{\text{DUT}}(t)$ in der Regel von den sekundärseitigen Spannungen des Referenzsensors $v_{\text{ref}}(t)$ hinsichtlich des Betrages und der Phase aufgrund der unterschiedlichen Sensorcharakteristiken unterscheiden.

Der nächste Schritt ist die Erfassung der Sensorsignale, die synchron digitalisiert werden, um sicherzustellen, dass die Signale des Referenzsensors und DUTs zeitgleich erfasst werden. Denn nur durch diese Voraussetzung ist ein Vergleich beider Signale sinnvoll, insbesondere in Anbetracht der Phasenlage der Sensorsignale. Die Digitalisierung des Signals erfolgt durch einen Analog-Digital-Wandler (ADC, engl. Analog-to-digital converter), welcher kontinuierlich analoge Signale in diskrete digitale Signale umwandeln kann, um diese digital weiter verarbeiten zu können. Für das weitere Verfahren werden die digitalisierten Signale mittels Fourier-Transformation in den Frequenzbereich transformiert. [5] Die Fourier-Transformation eines zeitabhängigen Signals v(t) ergibt das Frequenzspektrum V(f), welches die Amplituden- und Phaseninformation der Frequenzkomponenten enthält und durch folgende Formel beschrieben wird:

$$V(f) = \int_{-\infty}^{\infty} v(t) \cdot e^{-j2\pi f t} dt$$
(4)

In der Praxis wird häufig die diskrete Fourier-Transformation (DFT) verwendet, die durch die schnelle Fourier-Transformation (FFT, engl. fast Fourier transform) effizient berechnet wird:

$$V[k] = \sum_{n=0}^{N-1} V[n] \cdot e^{-j\frac{2\pi}{N}kn}$$
(5)

wobei V[k] das Frequenzspektrum bei der k-ten Frequenzkomponente ist, V[n] die n-te Stichprobe des zeitabhängigen Signals ist und N die Anzahl der Stichproben. [4] [6]

Die FFT wird mit Hilfe der programmierten Steuerungssoftware durchgeführt. Bei der Fourier-Transformation wird die Analyse der Frequenzkomponenten des Signals und ihrer Amplituden und Phasen ermöglicht. Die transformierten Signale des Referenzsensors und des DUT werden miteinander verglichen, um die Abweichungen in Betrag und Phase zu bestimmen. Hierbei sind die Betragsabweichungen $\Delta |V(f)|$ die und Phasenabweichungen $\Delta \phi(f)$ wichtige Parameter zur Bewertung der Genauigkeit des DUT. [6] [7]

Die Betragsabweichung wird durch

$$\Delta |V(f)| = |V_{\text{DUT}}(f)| - |V_{\text{ref}}(f)| \tag{6}$$

und die Phasenabweichung durch

$$\Delta \varphi(f) = \angle \left(V_{\text{DUT}}(f) \right) - \angle \left(V_{\text{ref}}(f) \right) \tag{7}$$

beschrieben. Die Betragsabweichung gibt an, wie stark sich die Amplitude des DUT-Signals von der des Referenzsignals unterscheidet, während die Phasenabweichung die Differenz in der Phasenlage der beiden Signale beschreibt. Obwohl verschiedene Berechnungen hier durchgeführt werden können, ist es für die Betragsabweichung sinnvoller, die relative Abweichung zu bestimmen, um einen direkten Vergleich mit den Herstellerangaben zu erhalten. Dies wird durch folgende Gleichung

$$\Delta_{\rm rel}(f) = \frac{|V_{\rm DUT}(f) - V_{\rm ref}(f)|}{|V_{\rm ref}(f)|} \cdot 100 \tag{8}$$

beschrieben und drückt das Ergebnis der Betragsabweichung in Prozent aus. Um die Genauigkeit und Leistungsfähigkeit des DUT zu bewerten und notwendige Maßnahmen aus diesen abzuleiten werden die Abweichungen analysiert. Aus diesem Grund bildet dieser theoretische Rahmen die Grundlage für die Optimierung des Sensorprüfstandes. Durch die Erfassung, Digitalisierung und Analyse der Sensorsignale wird eine präzise Kalibrierung und Evaluierung von Sensoren oder Wandlern ermöglicht. [7] [10]

A. Herausforderung

Eine Herausforderung, die bei der Messung und Analyse von Sensorsignalen besteht, ist dass einige Sensoren und Wandler so eng mit den Messgeräten verbunden sind, dass die sekundärseitigen Signale nicht direkt abgegriffen werden können. Dies tritt insbesondere dann auf, wenn die Bürde, also Widerstand zur Messung des sekundärseitigen der Wandlerstroms, wie oben beschrieben direkt im Messgerät Wichtig hierbei ist, dass bei solchen verbaut ist. Konfigurationen das Spannungsausganssignal des Wandlers nur innerhalb des Messgeräts zugänglich ist und nicht an einem externen Punkt abgenommen werden kann. Dies bedeutet, dass die Messung und Analyse des Wandlers inklusive seiner Bürde nur innerhalb der geschlossenen Architektur des Messgeräts erfolgen kann.

Die Vermessung des Wandlers inklusive seiner Bürde ist daher von Bedeutung, da die Bürde ebenfalls Ungenauigkeiten aufweist und sich damit auf die Messunsicherheit auswirkt. Für den Fall der oben beschriebenen Integration der Bürde in das Messgerät, kommen zudem systeminterne Störungen und Einflüsse des Messgeräts selbst, die auf das Wandlersignal einwirken können hinzu. Solche Einflüsse können Verzerrungen oder unerwünschte Signalkomponenten verursachen, die die Genauigkeit der Messung ebenfalls beeinträchtigen.

III. SYSTEMERWEITERUNG ALS LÖSUNGSANSATZ

Der an der Professur Elektrische Energiesysteme entwickelte Sensorprüfstand mit eingebautem Messsystem der DEWETRON GmbH ist in ABBILDUNG 2 zu sehen. Die Systemerweiterung des Sensorprüfstandes mithilfe dieses Messsystems ermöglicht einen innovativen Lösungsansatz, um die Synchronisation und Präzision der Messungen mit diesen Geräten zu optimieren, indem die Analyse der Genauigkeit und Phasenabweichung der einzelnen Sensorkanäle ermöglicht wird. Der Fokus liegt hierbei auf der Bestimmung der Abweichungen, die beim Messen mit dem Messsystem und den einzelnen Kanälen auftreten. Messsysteme der DEWETRON GmbH zeichnen sich durch ihre benutzerfreundliche Anwendung aus, die eine einfache Anpassung an spezifische Messaufgaben erlaubt. Hierzu gehört zum Beispiel, dass das Messsystem Steckplätze für austauschbare Messkarten bietet. Dies ermöglicht es ein Messsystem fest im Sensorprüfstand zu integrieren.

Für die Vermessung eines Sensors oder Wandlers kann die später zu verwendende Kombination aus Sensor und Messkarte im Prüfstand verbaut und vermessen werden. Anschließend können beide Komponenten wieder in das im Feld einzusetzende Messgerät installiert werden.

In ABBILDUNG 2 befindet sich ganz unten der Linearverstärker. Direkt darüber der Prüfstandsrechner, die Steuerung und Automatisierung welcher der Sensorvermessung sowie die Messdatenauswertung und analyse übernimmt. Zudem übernimmt der Prüfstandsrechner die Signalgeneration mit Hilfe eines integrierten Arbiträr-Funktionsgenerators. Im Zentrum (über dem Messrechner) befindet sich das integrierte Messsystem der DEWETRON GmbH, welches für die Erfassung der Sensormesswerte verantwortlich ist. Vor dessen Integration wurden die Messwerte mit Hilfe einer im Prüfstandrechner verbauten Messkarte aufgenommen. Die Messergebnisse werden visuell im oberen Teil, wo sich das Display befindet, dargestellt. Ebenso wird dort die grafische Benutzeroberfläche angezeigt.

Als Grundlage für die Steuerung und Automatisierung der Sensorvermessung dient die vorhandene Software des Prüfstandsrechners. Diese wurde um den nötigen Programmcode erweitert, sodass die automatisierte Messdatenerfassung über das neu integrierte Messsystem ausgeführt wird.

IV. MESSERGEBNISSE

Im Folgenden werden exemplarisch die Messergebnisse der Vermessung eines Stromwandlers mit Hilfe des integrierten Messsystems vorgestellt.

Für diesen Versuch wurde eine Messkarte vom Typ TRION-1820-POWER-4 der DEWETRON GmbH verwendet, die über 4 Spannungs- und 4 Strommesseingänge verfügt. Auf den Anwendungskontext bezogen wird diese Messkarte üblicherweise dazu verwendet einen 3-phasigen auf Wechsel-Gleichrichter synchron oder der Wechselstromseite (3x Spannung, 3x Strom) und auf der Gleichstromseite (1x Spannung, 1x Strom) zu vermessen und daraus den Wirkungsgrad des Systems zu bestimmen, sowie die harmonischen Spannungen und Ströme zu bewerten. Während Spannungen bis 2000 V direkt mit der Messkarte gemessen werden können, müssen für die Strommessungen Sensoren oder Wandler eingesetzt werden. [3]

Wie zuvor beschrieben, erzeugt der Arbiträr-Funktionsgenerator ein sinusförmiges Signal, welches anschließend durch den im Transkonduktanzverstärkermodus betriebenen Linearverstärker in einen Strom umgewandelt wird.

Der Ausgangsstrom des Verstärkers wird durch Anpassung der Amplitude des Funktionsgeneratorsignals auf einen voreingestellten Stromwert gebracht und mit einem Stromwandler, sowie einem hochpräzisen Referenzshunt, welche beide mit je einem Eingang des Messgerätes verbunden sind, gemessen.

ABBILDUNG 3 zeigt beispielhaft die Rohmessdaten für eine einzelne Frequenz (50 Hz). Dargestellt sind hier im Zeitbereich die Messwerte des Referenzsensors (orangene Linie), sowie die Messwerte des zu testenden Sensors bzw. Wandlers (violett gestrichelte Linie). Das FFT-Fenster (grüne Schattierung) hebt den Zeitbereich hervor, über den eine Fast Fourier Transformation durchgeführt wird, um die Frequenzkomponenten der Signale zu analysieren, miteinander zu vergleichen und die Genauigkeit des zu testenden Sensors zu bewerten.

Auf dem ersten Blick ist die Kohärenz beider Signale zu erkennen, was darauf hinweist, dass das Signal des zu testenden Sensors das Signal des Referenzsensors mit hoher Genauigkeit wiedergibt. Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass zur besseren Illustration der Abbildung eine niedrige Frequenz für die Messung verwendet wurde, um die beiden Signale visuell besser darzustellen. Hinzuzufügen ist, dass bei einer niedrigen Frequenz (50 Hz) der Fehler anscheinend so marginal ist, dass wie in der AbBILDUNG 3 zu sehen, die Signale nahezu exakt übereinanderliegen.

Die automatisierte Messung über einen größeren Frequenzbereich wurde mithilfe der Steuerungssoftware des Prüstandsrechners gestartet, indem zunächst eine TCP/IP-Verbindung mit dem Messgerät hergestellt wurde. Anschließend wurde mit Hilfe der um SCPI-Befehle ergänzten Software eine Reihe an Messungen mit unterschiedlichen Frequenzen automatisiert durchgeführt.



ABBILDUNG 2: SENSORPRÜFSTAND MIT INTEGRIERTEM MESSGERÄT.





Für jede Frequenz wird hierbei die prozentuale Abweichung der Messwertamplituden, sowie die Differenz der Phasenlangen der beiden Sensor- bzw. Wandlersignale von der Software bestimmt. ABBILDUNG 4 zeigt beispielhaft die Ergebnisse der Vermessung eines Stromwandlers.

Aus der ABBILDUNG 4 werden zwei Ergebnisparameter illustriert, die für die Bewertung von Sensoren und Wandlern bedeutsam sind und mithilfe des Prüfstandes gemessen wurden. Im oberen Diagramm wird die relative Abweichung des gemessenen Signals über einen Frequenzbereich von 0 bis 9 kHz gezeigt. Die relative Abweichung in Prozent, welche mit der Gleichung (8) berechnet wurde, bezieht sich auf die Differenz des gemessenen Signals (DUT) und des Referenzsignals. Aus der ABBILDUNG 4 wird zudem ersichtlich, dass die relative Abweichung leicht negativ ist und dessen Betrag mit zunehmender Frequenz leicht zunimmt (von ca. -0,47 % bis -0,52 %).



ABBILDUNG 4: RELATIVE ABWEICHUNG UND PHASENDIFFERENZ BEI DER VERMESSUNG EINES STROMWANDLERS.

Aus der ABBILDUNG 4 werden zwei Ergebnisparameter illustriert, die für die Bewertung von Sensoren und Wandlern bedeutsam sind und mithilfe des Prüfstandes gemessen wurden. Im oberen Diagramm wird die relative Abweichung des gemessenen Signals über einen Frequenzbereich von 0 bis 9 kHz gezeigt. Die relative Abweichung in Prozent, welche mit der Gleichung (8) berechnet wurde, bezieht sich auf die Differenz des gemessenen Signals (DUT) und des Referenzsignals. Aus der ABBILDUNG 4 wird zudem ersichtlich, dass die relative Abweichung leicht negativ ist und dessen Betrag mit zunehmender Frequenz leicht zunimmt (von ca. -0,47 % bis -0,52 %).

Im unteren Diagramm wird die Phasendifferenz zwischen dem DUT und dem Referenzsignal, ebenfalls im Frequenzbereich von 0 bis 9 kHz, gezeigt. Die Phasendifferenz zeigt uns in dem Fall wie stark das Signal des DUT verglichen zu dem Referenzsignal zeitlich verschoben ist und wurde mit der Gleichung (7) berechnet.

Im Diagramm zeigt sich eine kontinuierliche Abnahme der Phasendifferenz von 0 Grad bei 0 Hz und etwa -60 Grad bei 9 kHz. Dies deutet darauf hin, dass das DUT mit zunehmender Frequenz eine zunehmende Phasenverzögerung aufweist und, dass im Allgemeinen das System nicht mehr phasenrichtig bei höheren Frequenzen arbeitet, wodurch die Signalgüte bei Messungen beeinflusst wird. Vorteilhaft ist jedoch, dass es sich hierbei um eine linear ansteigende Phasendifferenz handelt, welche durch eine frequenzunabhängige DUT Verzögerungszeit des entsteht. Solch eine

Verzögerungszeit lässt sich gut digital kompensieren. Berechnen lässt sich die Verzögerungszeit nach der folgenden Gleichung:

$$t_{\rm V} = T(f) \cdot \frac{\Delta\varphi(f)}{360} \tag{9}$$

T(f) ist die Periodendauer des Signals bei einer bestimmten Frequenz und $\Delta \varphi(f)$ die Phasendifferenz. Für die Berechnung lässt sich ein beliebiger Punkt auf der Geraden verwenden. Die hiermit bestimmte Verzögerungszeit beträgt 18,5 µs.

V. FAZIT

In diesem Paper wurde die Entwicklung und erweiterten Implementierung eines Sensorprüfstandes untersucht. Der Hauptfokus lag auf der Kommunikation zwischen Prüfstandsrechner und dem zu integrierenden Messsystem mithilfe der Steuerungssoftware, der Automatisierung der Messung, sowie der Evaluierung von Sensoren, um die Messgenauigkeit und Zuverlässigkeit, Anwendungen wie Power-Qualityinsbesondere in Messungen und Netzimpedanzmessungen, zu bewerten. Durch die Integration eines zusätzlichen Messgeräts in den Prüfstand konnten die Sensorsignale direkt hierüber erfasst und die Abweichungen unter den einzelnen Kanälen des Messgerätes präzise bestimmt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass diese Systemerweiterung eine weitgehende Verbesserung der Messpräzision ermöglicht, indem sie eine direkte und synchrone Erfassung der Sensorsignale gewährleistet. Dies ist besonders relevant für Anwendungen, bei denen eine hohe Genauigkeit entscheidend ist. Die modulare Struktur des Messsystems, die eine Flexibilität in der Anpassung an spezifische Messaufgaben bietet, wurde ebenfalls als vorteilhaft hervorgehoben, insbesondere bei der Integration von spezifischen Modulen für Leistungsanalysen.

In Bezug auf die Zukunftsaussichten bietet die Erweiterung des Sensorprüfstandes eine Grundlage für weiterführende Forschung und Entwicklung, denn zukünftige Arbeiten könnten sich darauf konzentrieren, die Bandbreite der erfassbaren physikalischen Größen zu erweitern und die Integration mit weiteren Analysewerkzeugen zu vertiefen.

Die Weiterentwicklung, der Software- und Hardwarekomponenten, insbesondere in Bezug auf die Echtzeitdatenverarbeitung, die darauf abzielt eingehende Daten direkt und ohne Verzögerung zu synchron zu erfassen und in Echtzeit automatisch eine Fehlererkennung anzuwenden könnte die Einsatzmöglichkeiten und die Effizienz der Messsysteme weiter steigern.

Aus diesen Erkenntnissen, die bisher gewonnen wurden, könnten neue Technologien wie maschinelles Lernen und künstliche Intelligenz in die Datenanalyse integriert werden, um genauere Vorhersagen, Analysen und vor allem präzisere Fehlererkennungen zu ermöglichen. Alles in allem bietet die vorgestellte Lösung eine Basis für den Einsatz in unterschiedlichen industriellen und wissenschaftlichen Anwendungsfeldern, mit der Perspektive, auch zukünftig eine zentrale Rolle in der Energie- und Messtechnik zu spielen.

LITERATUR

- DEWETRON, "THE STATIONARY POWER ANALYZER DEWE3-PA8-RM," [Online]. Available: https://www.dewetron.com/products/advanced-poweranalyzer/dewe3-pa8-rm/. [Zugriff am 1. August 2024]
- [2] M. E. S. Raoufat, "Voltage control and reactive power management in distribution networks with multiple DG units," [Online]. Available: https://pcmp.springeropen.com/articles/10.1186/s41601-018-0077-1. [Zugriff am 6. August 2024].
- [3] DEWETRON, "TRION3 Modules Signal Conditioning," [Online]. Available: https://www.dewetron.com/products/signal-conditioning/alltrion3-trion-modules/. [Zugriff am 8. August 2024].
- H. Bernstein, Messelektronik und Sensoren: Grundlagen der Messtechnik, Sensoren, analoge und digitale Signalverarbeitung, 2. Auflage, München: Springer Vieweg, 2024, ISBN 978-3-658-38928-4, (eBook).Verfügbar: https://doi.org/10.1007/978-3-658-38929-1. [Zugriff am 17. August 2024].
- [5] DEWESoft, "Was ist ein Analog-Digital-Wandler," [Online]. Available: https://dewesoft.com/de/blog/was-ist-ein-analog-digitalwandler. [Zugriff am 21. August 2024]
- [6] National Instruments, "Understanding FFTs and Windowing," [Online]. Available: https://www.ni.com/de/shop/data-acquisition/measurementfundamentals/analog-fundamentals/understanding-ffts-andwindowing.html. [Zugriff am 29. August 2024].

- [7] G. Geyer, "Digitale Signalverarbeitung: Methoden und Anwendungen," Universität Passau, [Online]. Available: https://www.fim.unipassau.de/fileadmin/dokumente/fakultaeten/fim/lehrstuhl/sauer/ geyer/DigiSig.pdf. [Zugriff am 29. August 2024].
- [8] Analog Devices, "Power Quality Monitoring Part 1: The Importance of Standards Compliant Power Quality Measurements," [Online]. Available: https://www.analog.com/en/resources/analogdialogue/articles/power-quality-monitoring-part-1-the-importance-ofcompliant-power-quality-measurements.html. [Zugriff am 27. September 2024]
- [9] A. LUO, Q. XU, F. MA, Y. CHEN, "Overview of power quality analysis and control technology for the smart grid," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 1-9, 2016. [Online]. Available: https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-016-0185-8. [Zugriff am 3. September 2024].
- [10] "Electronics Tutorials: Basic Electronics Tutorials and Revision," [Online]. Available: https://www.electronics-tutorials.ws. [Zugriff am 10. August 2024].
- H. Schubert, "Electromagnetic Interference and Signal Integrity: A Design Perspective," in *Electromagnetic Compatibility*, Berlin, Springer, 2007,pp.120-150.[Online].
 Available: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-540-68370-4_5. [Zugriff am 15. August 2024].
Untersuchung der Power Quality verschiedener elektrischer Verbraucher auf Schiffen

Philipp Wagner*, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *philipp.wagner@hsu.hamburg

Kurzfassung - Durch die zunehmende Elektrifizierung der Schiffskomponenten gewinnt die Betrachtung der Power Quality in Schiffsbordnetzen an Signifikanz. Diese Forschungsarbeit untersucht die Power Quality verschiedener kommerzieller elektrischer Verbraucher im Zusammenspiel mit Generatoren auf Schiffen. Dabei wurden Luftverdichter, eine Lüftungsanlage mit Zulüfter, ein Klimagerät, ein Sanitärgerät mit externem elektrischen Nachheizregister, ein Ablüfter für die Kombüse und ein Kaltwassersatz für die Klimatisierung untersucht. Die Untersuchung umfasst die Analyse dreiphasiger Spannungs- und Stromverläufe sowohl vor als auch während des Betriebs der Geräte. Aus diesen Verläufen werden die Power Quality-Kriterien direkt oder nachträglich ausgewertet. Eine Einschränkung der Messungen bestand darin, dass keine reine Sinus-Spannung als Versorgungsspannung zur Verfügung stand, da in Realumgebung gemessen wurde. Diese Einschränkung zukünftig durch die Auswertemethode wird und Vergleichsmessung mit einzelnen Verbrauchern an idealer Sinus-Spannung migriert.

Stichworte – elektrisches Schiffsbordnetz, Power Quality, elektrische Verbraucher, Schiff, Netzrückwirkungen

	Nomenklatur
AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
ASM	Asynchronmotor
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
HD	Hochdruck- (Luftverdichter)
KWS	Kaltwassersatz
PQ	Power Quality
f _n	Netz-Frequenz
I _A	Anlassstrom
Î _A	Amplitude des Anlassstroms
Ib	Betriebsstrom
I _{b,E}	Betriebsstrom während der Entwässerungsphase des Hochdruckluftverdichters
Ir	Bemessungsstrom
n _n	Motorendrehzahl
t_{A}	Einschaltzeitpunkt
THD _i	Total Harmonic Distortion des Stroms

$THD_{\rm u}$	THD der Spannung
U _{nN}	Netz-Nennspannung
U _X	Prozent-Wert der Oberschwingung in Bezug auf Grundschwingung
$\widehat{U}_{\mathrm{A0}}$	Amplitude der Grundschwingung der Spannung
\widehat{U}_{\max}	Maximale Amplitude der Spannung

I. EINLEITUNG

Die Bedeutung der elektrischen Energieversorgung in maritimen Systemen, insbesondere vor dem Hintergrund technologisch hochentwickelter Schiffe wie Passagierschiffe Tanker, kann nicht unterschätzt werden. Die und Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit dieser Systeme wird erheblich durch die Qualität der Stromversorgung beeinflusst. Harmonische (Oberschwingungs-) Ströme führen zu erhöhten Spannungen und Strömen, vermindertem Wirkungsgrad, thermischer Überbeanspruchung, Fehlfunktionen von Schutzund Messeinrichtungen sowie Signaldämpfung und verzerrung [1]. Ereignisse wie der Unfall auf der RMS Queen Mary 2 im Jahr 2010 [2], verursacht durch den Ausfall eines Oberschwingungsfilters, verdeutlichen die kritische Notwendigkeit einer kontinuierlichen Überwachung und Bewertung der Netzqualität. Alternativ kann ein Schiffsbordnetz als DC-System implementiert/ausgeführt/etc. werden. Die Verbraucher bleiben jedoch, unabhängig vom DC-Verteilsystem, Drehstromverbraucher. Moderne Gleichspannungsnetze bieten Vorteile [3], doch die elektrischen Verbraucher bleiben oft unverändert, unabhängig vom Verteilnetz Drehstromverbraucher. Diese Untersuchung zielt darauf ab, den Einfluss der Power Quality (PQ) auf Schiffen zu analysieren. Diese Studie untersucht die PQ kommerzieller elektrischer Verbraucher auf Schiffen. Der Schwerpunkt liegt auf der Schiffsbetriebstechnik. Dreiphasige Spannungs- und Stromverläufe wurden vor und während des Betriebs der Geräte analysiert, um PQ-Kriterien zu bewerten. Diese Arbeit ist folgendermaßen aufgebaut; die Methodik wird in Kapitel II erläutert. Anschließend erfolgt in Kapitel III die Vorstellung der einzelnen Verbraucher im Detail sowie der Messergebnisse. Abschließend wird in Kapitel IV eine Zusammenfassung und die Bewertung der Ergebnisse vorgenommen. Im Ausblick wird das Ziel der Arbeit als Grundstein eingeordnet, um die Ergebnisse für eine Simulation in Gleichspannungsverteilnetzen an Bord zu überführen und somit die Resilienz gegen Rückwirkungen verschiedener Bordnetz-Topologien in Bezug zu setzen.

II. METHODIK

A. Messtechnik

Die verschiedenen Verbraucher werden mittels eines PQ-Messgeräts über aussagekräftige Zeitperioden vermessen. Es wird ein Power Analyzer TRIONET3 der Firma DEWETRON mit einer bzw. zwei TRION-1810-HV Messkarten [4] und Stromzangen der Firma HIOKI CT6843a bzw. CT6841A [5] genutzt. Bei den Anlagen, die zyklisch arbeiten, wie zum Beispiel Luftverdichter, wird ein kompletter Arbeitszyklus betrachtet. Die Verbraucher werden aus einem Unternetz versorgt, dass in ABBILDUNG 1 abgebildet ist. Die Verbraucher werden einzeln auf die Sammelschiene geschaltet.



ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHES SCHALTBILD DER SPANNUNGSVERSORGUNG.

B. Referenzspannung

Die vermessenen Anlagen werden von der schiffstypischen Spannung $U_{nN} = 440$ V mit einer Frequenz von $f_n = 60 \text{ Hz}$ versorgt. Die Spannung in der Messumgebung wird mittels max. drei parallel-schaltbarer rotierenden Umformers auf ein Sammelschienensystem bereitgestellt. Als Eingangsspannung dient ein herkömmliches Niederspannungs-Drehstromsystem des ländlichen Verteilnetzbetreibers, das durch mehrere Netzstationen in einem Sammenschienensystem zusammengelegt ist. Einer der Umformer ist in ABBILDUNG 2 dargestellt. Die technischen Daten des Umformers der Firma HITZINGER sind in TABELLE I gegeben. Für die folgenden Betrachtungen erfolgt der Anschluss der beiden Sammelschienen über ausschließlich einen einzigen Umformer.

Eine Analyse der Ausgangsspannung des Umformers im unbelasteten Zustand zeigt bereits eine Ausprägung von lokalen Steilheiten im Spannungsverlauf. Das heißt die gemessene Spannung hat Überlagerungen zur fundamentalen, sinusförmigen Grundschwingung, die in ABBILDUNG 3 dargestellt sind.



ABBILDUNG 2: HITZINGER USEK 7 D 10 12 T UMFORMER.

TABELLE I: TECHNISCHE DATEN DES HITZINGER USEK 7 D $10\ 12\ T$ Umformers.

Parameter	Wert			
	Eingang	Ausgang		
Spannung	400/230 V	440/254 V		
Strom	470 A	459 A		
Leistung	477 kVA	350 kVA		
Frequenz	50 Hz	60 Hz		
Leistungsfaktor	0,9-1	0,8		
Erregung	54 V 3 A	55 V 3,1 A		
Drehzahl	600 U/min			
Schutzart	IP 23			
Isolationsklasse	S1			
Umgebungstemperatur	40 °C			



Abbildung 3: Ausgangsspannung (440 V 60 Hz) des Umformers im unbelasteten Zustand.

Der Gesamtverzerrungsfaktor oder Total Harmonic Distortion (THD) [6] wird mittels (1) ermittelt und ergibt im unbelasteten Zustand des Umformer $THD_u = 3,49$ %, wobei die 17. und 19. Harmonische mit $U_{17} = 1,62 \%$ und $U_{19} = 1,56 \%$ besonders ausgeprägt sind.

$$THD_{\rm u} = \frac{\sqrt{\sum_{\rm h=2}^{50} U_{\rm h}^2}}{U_{\rm 1}} = 3,49\%$$
(1)

Eine Analyse mittels Fourier-Reihen-Entwicklung bis zur neunten Ordnung ist in Tabelle II dargestellt.

TABELLE II: AUSZUG HARMONISCHE 440 V NETZSPANNUNG.

Ordnung	Ausprägung (% der Grundschwingung)
1	100
2	0,12
3	0,07
4	0,09
5	0,21
6	0,02
7	0,40
8	0,01
9	0,06

Bei Belastung mit zirka einem Viertel der Nennwirkleistung $P_r/4 = 87,5 \text{ kW}$ ist der Verlauf der Ausgangsspannung weniger verzerrt (siehe ABBILDUNG 4). Der THD in diesem Betriebszustand beträgt $THD_{\rm u} = 1,38$ %, was einer Verbesserung von 2,11 % entspricht. Die im Folgenden untersuchten elektrischen Verbraucher nutzen ungefähr ein Viertel der Nennleistung des Umformers. Der Oberschwingungsgehalt eines rotierenden Umformers ist bei unbelastetem Betrieb hoch, viele Oberschwingungen sind im Spannungsverlauf erkennbar. Wenn der Umformers jedoch mit etwa 1/4 der Nennlast mittels eines ohmsch-induktiven Verbrauchers belastet wird, verbessert sich die Spannungsqualität deutlich.



Abbildung 4: Ausgangsspannung des Umformers 440 V 60 Hz bei Belastung mit einem ohmsch-induktiven Verbraucher (25 % der Nennwirklast).

Dies liegt daran, dass die Last zu einer Dämpfung der Oberschwingungen führt und den Betrieb des Umformers stabilisiert. Zudem arbeitet die Regelung des Umformers unter Lastbedingungen genauer. Durch die Last wird auch die Verteilung der harmonischen Komponenten verbessert, wodurch Resonanzeffekte verringert werden. Insgesamt führt die Belastung des Umformers zu einer erheblichen Verbesserung der Spannungsqualität.

C. Auswertung

In der Auswertung werden die Auswirkungen untersucht, die angeschlossene Verbraucher auf die Ausgangsspannung haben. Damit soll bewertet werden, ob eine Auswirkung auf benachbarte Verbraucher erwartbar ist.

1) Kriterien

Als **Flicker** werden schnelle Schwankungen der Spannung bezeichnet, die durch variierende Lasten verursacht werden und zu sichtbaren Helligkeitsschwankungen in Beleuchtungssystemen führen können. Diese Schwankungen können das Wohlbefinden von Passagieren und Besatzung beeinträchtigen und zu Fehlfunktionen empfindlicher elektronischer Geräte führen. Die Bewertung wurde nach DIN EN 61000-2-2 (VDE 0838-11):2001-04 [7] bzw. IEC 61000 vorgenommen, unter Anwendung der Prozesse aus [8].

Oberschwingungen sind Verzerrungen der Spannung oder des Stroms, die durch nichtlineare Lasten erzeugt werden. Diese Verzerrungen können mit Hilfe der Fast Fourier Transformation (FFT) bis zur 50. Oberschwingung analysiert werden. Hohe Oberschwingungsanteile können zu Überhitzung von Transformatoren und Motoren sowie zu Fehlfunktionen von elektronischen Geräten führen.

Über- und Unterspannungen sind langfristige Abweichungen der Versorgungsspannung vom nominalen Wert. Überspannungen können elektronische Geräte beschädigen, während Unterspannungen deren Funktion beeinflussen können. Beide Zustände beeinträchtigen die Lebensdauer und Zuverlässigkeit der elektrischen Ausrüstung.

Asymmetrie bezeichnet die ungleichmäßige Verteilung von Spannung oder Strom in einem dreiphasigen System. Sie wird durch die Abweichung des RMS-Werts einer Phase vom Mittelwert der RMS-Werte aller Phasen charakterisiert. Unsymmetrische Belastungen können zu Überhitzung und erhöhtem Verschleiß von Motoren führen DIN EN 61000-2-2 [7].

Spannungseinbrüche sind kurzzeitige Abfälle der Spannung unter 90 % des nominalen Werts. Sie können durch das Einschalten großer Lasten oder durch Fehler im Netz verursacht werden. Spannungseinbrüche können zu Fehlfunktionen und Abschaltungen empfindlicher Geräte führen. Die meisten Spannungseinbrüche dauern zwischen einer halben Periode und 1000 ms [7].

Spannungserhöhungen sind kurzzeitige Anstiege der Spannung über 110 % des nominalen Werts. Diese können plötzliche Trennung durch großer Lasten oder Netzschaltvorgänge verursacht werden. Spannungserhöhungen können Isolationsschäden und vorzeitigen Verschleiß elektrischer Komponenten verursachen.

Unterbrechungen sind komplette Ausfälle der Spannung über einen Zeitraum von mehr als einer halben Periode bis zu einigen Minuten. Diese können durch Fehler im Netz oder Wartungsarbeiten verursacht werden. Unterbrechungen führen zu Ausfällen und Neustarts von Geräten, was insbesondere für kritische Systeme auf Schiffen problematisch ist.

Transienten sind kurze, hochfrequente Spannungsspitzen, die durch Schaltvorgänge oder Blitzschläge verursacht werden. Sie können elektronische Geräte beschädigen und zu Datenverlust oder Fehlfunktionen führen. Die DIN EN 61000-2-2 Kapitel 4.7 bzw. Anhang B.4 stellt die Schaltung von Kondensatorbänken als eine allgemeine Ursache von transienten Überspannungen dar. Typischerweise ist ihr Wert am Eintrittspunkt kleiner als das Doppelte der Nennspannung. Jedoch können Wellenreflexionen und Spannungserhöhungen auftreten, wenn sich die Transiente entlang einer Leitung ausbreitet, wodurch die Überspannung, die in ein angeschlossenes Betriebsmittel eintritt, verstärkt wird [7].

Frequenzabweichungen sind Abweichungen der Netzfrequenz vom nominalen Wert. Diese können durch Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch verursacht werden. Frequenzabweichungen beeinträchtigen die Leistung und Lebensdauer von Motoren und anderen frequenzabhängigen Geräten.

2) Auswertemethode

Die Auswertung der Messdaten, um die PQ einzuschätzen wurde mittels der DEWETRON Software OXYGEN als auch mithilfe eines MATLAB-Skripts vorgenommen. Die Berechnung der Harmonischen Anteile des Signals wurde anhand der Norm IEC 61000-4-7, Abschnitt 5.6 vorgenommen. Die Berechnung der direkt an den Harmonischen platzierten Frequenz-Bins sowie die beiden Spektral-Bins neben den Harmonischen werden berücksichtigt.

Auftretende Phänomene gemäß den Kriterien werden nur angegeben, wenn sie aufgetreten sind. Zum Beispiel sind im gesamten Messzeitraum keine Unterbrechungen der Spannung oder des Stroms aufgetreten.

III. MESSERGEBNISSE

A. Hochdruckluftverdicher (HD-Verdichter)

Für das Anlassen großer Dieselmaschinen der Vortriebsanlage oder zur Gewinnung von elektrischer Energie wird an Bord von Schiffen überwiegend komprimierte Druckluft eingesetzt. Im Falle eines Ausfalls des Energieverteilungsnetzes können somit autonom Diesel-Aggregate gestartet werden, um die Spannungsversorgung wieder sicherzustellen. Die HD-Verdichter komprimieren mittels Kolben- oder Schrauben-Spindel Luft auf einen End-Druck von 200 oder 300 bar. Dabei werden mehrere Verdichterstufen verwendet, um den Druck jeweils zu erhöhen.

1) Konkreter Hochdruckluftverdichter Zyklus

Bei dem vermessenen HD-Verdichter handelt es sich um einen Kolbenverdichter mit 4 Stufen und einem eingestellten End-Druck von 280 bar des Herstellers J.P. SAUER & SOHN Schiffshochdruckluftverdichter WP5000 [9].





Die vier Kolben sind radial um die Antriebswelle des Drehstromasynchronmotors (ASM) angeordnet. Der Elektromotor hat eine angegebene Wirkleistung von P = 30 kW. Der Verdichter durchläuft einen vorgegebenen Ablauf, der in ABBILDUNG 5 dargestellt ist. Der Verdichter ist in ABBILDUNG 6 abgebildet.



ABBILDUNG 6: J.P. SAUER & SOHN SCHIFFSKOMPRESSOR WP5000.

Der HD-Verdichter wird mit möglichst niedrigem Anlaufdrehmoment, d.h. lastfrei gestartet [10, S. 375]. Die Kolben der Verdichterstufen werden in Rotation versetzt, jedoch sind die Entwässerungen der Verdichterstufen geöffnet. Die Entwässerungen sorgen dafür, dass in der Luft enthaltenes Wasser, dass nicht komprimiert werden kann, aus Verdichtungsraum entfernt werden kann. Der dem Verdichtungsraum ist bei geöffneten Entwässerungen auf Umgebungsluftdruck. Die Verdichterstufen laufen ohne Gegendruck an. Trotz dieser Methode steigt der Anlassstrom auf $I_A = 482 \text{ A}$. Der Bemessungsstrom während der Verdichtungsphase beträgt $I_r = 60 \text{ A}$, was einem Achtel des Anlassstroms entspricht. Die Ausgangsspannung bricht in diesem Zeitraum von ca. 20 ms um 11 % ein. Nach der Einschaltphase steigt der Betriebsstrom von der lastfreien Anlassphase auf $I_{b} = 32$ A. Nach etwa 20 s werden die Entwässerungen der Verdichterstufen geschlossen und der Betriebsstrom steigt von $I_{\rm b} = 55$ A langsam mit steigendem Druck auf den Bemessungsstrom I_r an.

Nach 300 s wird erstmals entwässert. Die Entwässerungsventile der Verdichterstufen werden geöffnet, um Kondenswasser abzublasen. Für den Elektromotor bedeutet dies eine Drehmomententlastung. Der Betriebsstrom während der Entwässerung fällt auf $I_{b,E} = 28$ A, was ungefähr dem lastfreien Zustand nach dem Anlauf entspricht.

Der Verdichtungsvorgang wird beim Erreichen des eingestellten Enddrucks von 280 bar beendet. Der Betriebsstrom fällt vom Bemessungsstrom innerhalb von 18 ms auf 0 A. Die Ausgangsspannung wird durch die Entlastung für 100 ms um 5 % erhöht.

2) Auswertung PQ Schiffskompressor im Nennbetrieb

Der grundsätzliche Untersuchungszeitraum wird in den mittleren Bereich des Verdichtungszyklus gelegt, da dieser Betriebszustand dem überwiegenden Zustand entspricht. Ein Spannungs- und Stromverlauf aus diesem Abschnitt ist in ABBILDUNG 7 ersichtlich. Der Asynchronmotor als ohmschinduktive Last zeigt weniger lokale Steilheiten im Stromverlauf gegenüber Verlauf der dem während Versorgungsspannung. des Zyklus Die durchlaufenen Zustandsänderungen werden separat bewertet.



ABBILDUNG 7: SPANNUNGS- UND STROMVERLAUF FÜR UL2L3 & IL2 IN BEMESSUNGSBETRIEB.

TABELLE III:	AUSWERTUNG	PQ	Schiffskompressor	IM
NENNBETRIEB.				

Kriterium		Wert
		$THD_{\rm u} = 2.58~\%$
Oberschwingungen		$THD_{\rm i} = 1,74 \%$
Über-/Unter-		_
spannungen		-
		L1: -0,03 %
Unsymmetrie Spannung		L2: -0,45 %
		L3: +0,48 %
Spannungsunsymmetrie	gem.	0,54 %
DIN EN 61000-2-2		

3) Auswertung PQ Schiffskompressor Einschaltzeitraum

Der Anlauf des HD-Verdichters verläuft wie in III.1) beschrieben. Durch das Einschalten der leistungsstarken ohmsch-induktiven Last bricht die Spannung durch den hohen Anlaufstrom ein. Der zeitliche Verlauf der Phasenspannung U_{L1L2} und des Strom I_{L1} sind neben einhüllenden Graphen zur besseren Sichtbarkeit in ABBILDUNG 8 dargestellt.



ABBILDUNG 8: SPANNUNGSVERLAUF UL1L2 UND IL1 BEIM EINSCHALTEN MIT EINHÜLLENDEN GRAPHEN.

Beim Eischalten zum Zeitpunkt $t_A = 3,2$ s fällt die Eingangsspannung durch das Einschalten des ASM ohne elektrisches Anlassverfahren um ca. 20 % ab. Innerhalb von 100 ms ist die Spannung wieder auf annähernd Nennspannung eingeregelt. Das fehlende elektrische Anlassverfahren, wie zum Beispiel eine Stern-Dreieck-Umschaltung, zeigt besonders beim Strom eine deutliche Überhöhung beim Einschalten. Der Einschaltstrom steigt auf eine maximale Amplitude von $\hat{I}_A = 482$ A, aber bereits nach 100 ms fließt der Betriebsstrom der lastfreien Anlaufphase $I_b = 36$ A. Weiter PQ-Kriterien sind in Tabelle III zusammengefasst.

4) Auswertung PQ Schiffskompressor beim Ausschalten

Beim Ausschalten des Schiffskompressors wird nahezu aus der Bemessungsleitung abgeschaltet. Die Entlastung durch Öffnen der Entwässerung ist hier nicht aktiv. Daher kommt es beim Abschalten der ohmsch-induktiven Last zu einem Anstieg der Versorgungsspannung auf 109,14 %. Die Erhöhung ergibt sich ausfolgender Gleichung:

$$\frac{\widehat{U}_{\text{max}}}{\widehat{U}_{A0}} = \frac{688,98 \text{ V}}{631,28 \text{ V}} = 109,14 \%$$
(2)

Der Spannungs- und Stromverlauf einer Phase ist in ABBILDUNG 9 dargestellt. Die untere waagerechte Linie ist die maximal zulässige Amplitude der Grundschwingung im Bemessungsbetrieb. Die obere Linie entspricht der maximal zulässigen Amplitude nach dem Abschalten. Die Spannungserhöhung ist in diesem Fall noch im zulässigen Toleranzband von 10 %.



BEMESSUNGSSTROM.

5) Bewertung der Ergebnisse

Bei der Untersuchung des Anlassverfahrens wurden einige ungünstige Bedingungen festgestellt. Insbesondere wurde keine Stern/Dreieck-Umschaltung oder andere elektrische Anlassverfahren verwendet, was typischerweise zur Reduzierung des Anlaufstroms/Anlassstroms. Stattdessen werden die Motoren lastfrei gestartet, was bei Anwendungen wie Entwässerungen gut funktionieren kann, da die Last zu Beginn des Anlaufs minimal ist. Dennoch bleibt das Fehlen einer Stern-Dreieck-Umschaltung ein signifikanter Nachteil, da dies die maximale Stromaufnahme deutlich vergrößert. Die Abschaltung des Motors erfolgte bei der Messung im Nennbetrieb nicht lastfrei. Ein Abschalten während des Entwässerungszyklus bietet den Vorteil, dass der Lastabwurf von 60 A im Bemessungsbetrieb auf 28 A während der Entwässerung halbiert wird. Ein höherer Abschaltstrom führt zu stärkeren Netzrückwirkungen (Überspannung) und kann die Netzstabilität beeinträchtigen. Der höhere Strom stellt eine

größere Belastung für die Leistungsschalter dar, was deren Lebensdauer und Zuverlässigkeit negativ beeinflussen kann.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass Verbesserungen sowohl im Anlass- als auch im Abschaltverfahren möglich sind, um die Belastungen für das Netz und die Leistungsschalter zu reduzieren. Insbesondere die Einführung einer Stern/Dreieck-Umschaltung und die Sicherstellung einer lastfreien Abschaltung könnten erhebliche Vorteile bieten.

B. Anlagen zur Klimatisierung

Klimageräte an Bord von Schiffen sind entscheidend für die Gewährleistung eines angenehmen und sicheren Raumklimas sowohl für Passagiere als auch für die Besatzung. Diese Geräte regulieren Temperatur, Luftfeuchtigkeit und Luftqualität in verschiedenen Bereichen des Schiffes, einschließlich Kabinen, Gemeinschaftsräumen und technischen Räumen. Die Klimageräte arbeiten häufig im Verbund zentralen Lüftungssystemen mit und Heizungsanlagen. Sie nutzen elektrische Energie, um Kältemittel zu komprimieren und zirkulieren gekühlte Luft durch das Schiff. Die Kältemaschine wird im folgenden Unterkapitel separat untersucht. Störungen in der Spannungsversorgung können zu ineffizientem Betrieb, erhöhtem Energieverbrauch und unzureichender Klimatisierung führen, was insbesondere in kritischen Bereichen wie Lagerräumen, Räumen mit Sensorik oder Sanitätsbereichen problematisch sein kann [10, S. 860].

1) Konkrete Klimatisierungsanlage / Betriebszustände

Bei der Lüftungsanlage handelt es sich um eine Klimatisierung mit einem Zulüfter zum Klimagerät mit zwei kleineren Klimageräten für separate Bereiche. Alle Anlagen sind von der Firma Noske-Kaeser hergestellt worden. Die Gesamtanlage ist in ABBILDUNG 10 ersichtlich.



Abbildung 10: Lüftungsmodul.

Die Anlage wurde sukzessiv in verschiedenen Zuständen vermessen. Der Ablauf ist in ABBILDUNG 11 gezeigt.



ABBILDUNG 11: EINSCHALTSCHEMA WÄHREND DER MESSUNG.

Am Ende der Einschaltsequenz wurde ein dezentraler Nacherhitzer vermessen, der in Vielzahl direkt im Lüftungskanal des zu klimatisierten Bereiches eingefügt ist. Die elektrischen Wirkleistungen der Anlagen sind in TABELLE IV zusammengefasst. TABELLE IV: ÜBERSICHT ZUR UNTERSUCHTEN KLIMATISIERUNG.

Gerät	Wirkleistung
Zulüfter	0,86 kW
Klimagerät	2,4 kW
Sanitär-Gerät	9,0 kW
Nacherhitzer	0,75 kW

2) Auswertung PQ Klimatisierungsanlage bei kompletter Klimatisierung

Nachdem die verschiedenen System-Komponenten sukzessiv zugeschaltet wurden, wird im Zustand des maximalen Leistungsbedarfs die Messung durchgeführt. Die Messung ergibt die in TABELLE V zusammengefasste PQ.

TABELLE V: AUSWERTUNG DER PQ FÜR DIE KLIMATISIERUNGSANLAGE BEI KOMPLETTER KLIMATISIERUNG.

Kriterium	Wert
Oberschwingungen	$THD_{\rm u} = 1,7\%$
	$THD_{\rm i} = 3,3 \%$
	L1: -0,10 %
Unsymmetrie Spannung vom Mittelwert des Effektivwerts	L2: +0,06 %
White wert des Effektiv werts	L3: +0,04 %
Spannungsunsymmetrie gem.	0.1 %
DIN EN 61000-2-2	0,1 /0

3) Bewertung der Ergebnisse

Der THD des Stroms ist gegenüber der Qualität der Spannung schlechter, bei Betrachtung des drei Phasenströme in ABBILDUNG 12 ist erkennbar, dass in Phase 3 ein Strom-Peak im Maximum des Sinus-Verlaufs sichtbar ist.



ABBILDUNG 12: PHASENSTRÖME BEI NENNBETRIEB.

Der Grund für diesen Peak ist die Bereitstellung von Steuerspannung durch einen einphasigen Gleichrichter zwischen den Phasen L2 und L3. Damit wird die Steuerung der Lüftergruppe mit 24 V versorgt.

C. Kaltwassersatz

Ein Kaltwassersatz (KWS) ist ein zentrales Element des Kühlsystems an Bord von Schiffen und wird zur Klimatisierung und Kühlung technischer Anlagen eingesetzt. Der KWS produziert kaltes Wasser, das durch ein Netzwerk von Rohren zu verschiedenen Kühlstellen transportiert wird. Diese Kältemaschinen arbeiten in der Regel mit elektrisch betriebenen Kompressoren, die das Kältemittel verdichten und dadurch die gewünschte Kühlwirkung erzielen. Der zuverlässige Betrieb des Kaltwassersatzes ist essenziell für die Aufrechterhaltung einer stabilen Temperaturkontrolle in Maschinenräumen, Wohnbereichen und Lagern für verderbliche Güter. Spannungsschwankungen können die und Zuverlässigkeit des Kaltwassersatzes Effizienz beeinträchtigen, was zu einer verminderten Kühlleistung und möglichen Ausfällen kritischer Systeme führen kann.

1) Konkreter Kaltwassersatz

Der untersuchte KWS ist ein Sonderbau der Firma Noske-Kälteleistung Kaeser mit reduzierter fiir eine Ausbildungsanlage. Die wesentlichen elektrischen Verbraucher sind ein Verdichter und eine Kaltwasser-Umwälzpumpe, deren Wirkleistungen in TABELLE VI ersichtlich sind. Der KWS wird am Landnetz mit einer Spannung von $U_{nN} = 400 \text{ V}$ und einer Frequenz von $f_n = 50 \text{ Hz}$ betrieben. Der KWS ist in ABBILDUNG 13 dargestellt, die elektrischen Parameter in TABELLE VI.



ABBILDUNG 13: KALTWASSERSATZ.

TABELLE VI: ÜBERSICHT DER ELEKTRISCHEN VERBRAUCHER AM KALTWASSERSATZ.

Gerät	Wirkleistung
Kaltwasserpumpe	0,7 kW
Kompressor	3,6 kW

dem Start der Gesamtanlage läuft Nach die Kaltwasserpumpe an, die zum Beispiel Lüftergruppen zur kaltem Wasser versorgt. Klimatisierung mit Die Anlageninterne Regelung detektiert eine zu hohe Rücklauftemperatur des Kaltwassers und schaltet den Kältemittelverdichter ein. In dieser Anlage ist der Verdichter nur binär steuerbar, bei moderneren Anwendungen ist der Verdichter mittels Stufen oder stufenlos auf den Kältebedarf anpassbar.

2) Auswertung PQ Kaltwassersatz im Nennbetrieb

Auf Grund des Betriebs der Anlage am Landstromnetz ist die Spannungsqualität deutlich besser als die vom 60-Hz-Umformer. Die Verzerrung der Eingangsspannung ist mit einem $THD_u = 0,83$ % nur sehr gering, daher treten nur sehr wenige Steilheiten im unbelasteten Zustand in der Spannung auf. Der Messzeitraum wurde so gewählt, dass Kaltwasserpumpe und Verdichter arbeiten. In diesem Zustand wird der Bemessungsstrom $I_b = 20,5$ A zum Betrieb benötigt. Zu diesem Zeitpunkt ist der $THD_i = 2,42$ %

TABELLE	VII:	AUSWERTUNG	DER	PQ	FÜR	DEN	KALTWASSERSATZ	IM
NENNBETI	RIEB.							

Kriterium	Wert
	$THD_{\rm u} = 0,83 \%$
Oberschwingungen	$THD_{\rm i} = 2,24 \%$
	L1: -0,18 %
Unsymmetrie Spannung	L2: -0,18 %
	L3: +0,25 %
Spannungsunsymmetrie gem. DIN EN 61000-2-2	0,26 %

3) Auswertung PQ Einschaltzeitraum

Beim Einschalten des Kältemittelverdichters ist die Stromaufnahme des ASM maximal. Durch die hohe Stromaufnahme fällt die Eingangsspannung um 5 % ab für einen Zeitraum von 430 ms. In ABBILDUNG 14 sind zur besseren Darstellung zwei horizontale Linien eingefügt bei der regulären Amplitude von $\hat{U}_{nN} = 565$ V und bei 95 % von der Amplitude.



EINSCHALTEN DES KÄLTMITTELVERDICHTERS.

Der Strom steigt bei Einschalten auf das 10,7-fache des Nennstroms. Die Amplitude des Stroms ist dabei $\hat{I}_A = 247A$.

4) Bewertung Ergebnisse

Beim Einschalten des Kaltwassersatzes wurde ein, für ASM typischer, hoher Stromanstieg ermittelt. Der Spannungsabfall blieb mit 5 % innerhalb der zulässigen Toleranzgrenzen. Während des Normalbetriebs zeigte sich, dass die gute Eingangsspannungsqualität zu ebenso guten Power Quality Ergebnissen führte. Die erzielten Ergebnisse sind auf größere Kaltwassersätze mit höherer Leistung und mehreren Leistungsstufen übertragbar, da lediglich eine Skalierung erfolgt. Eine Übertragung auf Turbo-Kaltwassersätze (Turbinenverdichter, auch als Zentrifugalverdichter) ist nicht möglich. Es ist zu erwarten, dass die Steilheit des Stromanstiegs bei größeren Anlagen aufgrund der besseren Regelung noch verbessert wird.

D. Untersuchung der Spannungsqualität am Bordnetz-Generator 440 V 60 Hz

Der untersuchte Bordnetzgenerator erzeugt auf Schiffen elektrische Energie mit einer Ausgangsspannung von $U_{nN} = 440$ V bei $f_n = 60$ Hz. Angetrieben von einem Dieselmotor mit der Drehzahl $n_n = 1800$ U/min, versorgt er zuverlässig alle elektrischen Systeme an Bord, wie Beleuchtung, Navigation und Kommunikation.

Als weitere Quelle elektrischer Energie kann ein Wellengenerator fungieren, der direkt an der Antriebswelle des Schiffes befestigt ist und mit einer flexiblen Frequenz rotiert. Diese flexible Frequenz ist abhängig von der Antriebsmotor- oder Wellendrehzahl. Der Bordnetzgenerator liefert eine konstante Frequenz von $f_n = 60$ Hz, unabhängig von den Drehzahlschwankungen des Antriebsmotors. Dies macht den Bordnetzgenerator besonders geeignet für Systeme, die eine stabile und zuverlässige Stromversorgung erfordern.

1) Bordnetzgenerator AvK DIBSB 120 FG/4D 750 kW

Der Generator des Herstellers A. Van Kaick Avk Generatoren und Motor Werke ist ein bürstenloser, eigenerregter Drehstromsynchrongenerator mit Konstantspannungseinrichtung. Aufgrund seiner Bauweise ist er verschleißarm und weitgehend wartungsfrei. Die technischen Daten sind in TABELLE VIII angegeben. Der Generator wir von einem Dieselmotor mit der Nennleistung von 810 kW angetrieben.

Parameter	Wert
Nennspannung	450 V
Nennstrom	1203 A
Ausgangsfrequenz	60 Hz bei 1800 1/min
Scheinleistung	937, 5 kVA
Leistungsfaktor	0,8
Wirkleitstung	750 kW
Betriebstemperatur	45 °C
Erregung	14 V / 2 A
Schutzart	IP 44 IP 56 bis Unterkante Welle
Masse	3450 kg

TABELLE VIII: GENERATOR AVK DIBSB 120 FG/4D 750 KW.

Der Dieselmotor wird mittels reduzierter HD-Luft (40 bar) auf eine Drehzahl von 375 U/min angedreht. Ab dieser Drehzahl zündet das Diesel-Luft-Gemisch selbstständig. Der Motorregler regelt daraufhin auf die Leerlaufdrehzahl $n_n = 1800$ U/min, um bei einer Polpaarzahl von zwei einer Frequenz von $f_n = 60$ Hz zu entsprechen. Das Anlassverfahren mittels Druckluft garantiert, auch bei einem kompletten elektrischen Ausfall, den Start der Diesel-Generatoren. Um Geräusch-Emissionen zu reduzieren sind Diesel-Generatoren bei verschiedenen Anwendungen an Bord in Schallkapseln installiert, wie in ABBILDUNG 15 abgebildet.



ABBILDUNG 15: SCHALLKAPSEL DIESELMOTOR MIT GENERATOR AVK DIBSB 120 FG/4D 750 KW.

Neben der Geräuschreduzierung im Betriebsraum kann somit auch ein Brandabschnitt mit separater Löschanlage realisiert werden.

2) Auswertung der Spannungsqualität des Generators

Nach dem Hochlauf des Generators wurde die Frequenz durch Anpassung der Drehzahl auf den Sollwert $f_n = 60$ Hz eingeregelt. Im unbelasteten Zustand wird die Ausgangsspannung am Generator innerhalb der Schallkapsel an den Klemmen gemessen, die nahezu ideal sinusförmig ist. Die Auswertung der PQ in TABELLE IX verdeutlicht, dass die bereitgestellte Spannung eine sehr gute Qualität vorweist. Im weiteren Messverlauf trat eine lokale Steilheit bei der Phasenspannung U_{L1L2} auf, die wiederholt im positiven Anstieg der Sinus-Funktion aufgetreten ist.

TABELLE IX:	AUSWERTUNG	DER	Spannungsqualität	DES
GENERATORS.				

Kriterium	Wert		
Oberschwingungen	$THD_{\rm u} = 0.34 \%$		
	L1: -0,03 %		
Unsymmetrie Spannung	L2: 0,00 %		
	L3: 0,03 %		
Spannungsunsymmetrie gem. DIN EN 61000-2-2	0,04 %		
Transienten	lokale Steilheit mit 6,78 facher Steilheit der Grundschwinging, siehe ABBILDUNG 16		

Die Detail-Darstellung ist in ABBILDUNG 16 gezeigt. Die Spannung fällt um 2 V ab und pendelt kurz, bis der reguläre Sinus-Verlauf weiter durchlaufen wird. Die maximale Steigung der Grundschwingung beträgt bei durchschnittlicher Amplitude und fester Frequenz: 241,2 V/ms, zum dargestellten Zeitpunkt 1688,4 V/ms, das ist eine 675 % größere Steigung als ohne Störung. Gemäß DIN EN 61000-2-2 ist dies nicht als transiente Überspannung zu werten.



ABBILDUNG 16: TRANSIENTE SCHWANKUNG DER SPANNUNG U L1 IM MESSZEITRAUM.

Da der Generatorschalter nicht geschlossen war, das heißt der Generator im Leerlauf lief und diese transiente Störung auch nach Ausweitung des betrachteten Messzeitraums noch mehrere Male aufgetreten ist, ist davon auszugehen, dass eine Beeinflussung des Generators selbst vorgekommen ist. Ursachen für diese Störung werden im Folgenden weiter diskutiert.

3) Bewertung der Ergebnisse

Die Erwartung einer guten Spannungsqualität bei einem unbelasteten Generator bestätigt sich. Einflüsse durch Verbraucher, Energiewandler und Leitungen sind hier grundsätzlich ausgeschlossen. Eine Beeinflussung durch den Generator selbst wird in der vorhergehenden Messung aber gefunden. Die transiente Störung aus III.2) kann eine der folgenden Ursachen haben:

• Erregersystem:

Bei diesem bürstenlosen Synchrongeneratoren erfolgt die Erregung über einen rotierenden Gleichrichter. Schwankungen oder Instabilitäten im Erregersystem können zu transienten Störungen in der Ausgangsspannung führen.

• Maschinenmechanik:

Mechanische Schwingungen oder Vibrationen im Generator, verursacht durch Unwuchten oder Lagerprobleme, können elektrische Störungen hervorrufen, die sich in der Phasenspannung zeigen.

• Magnetische Sättigung:

Plötzliche Änderungen der magnetischen Sättigung im Eisenkern des Generators können transiente Spannungen erzeugen. Dies kann durch schnelle Änderungen des Magnetflusses hervorgerufen werden.

• Induktive Kopplung:

Der Generator kann durch nahegelegene elektrische Geräte oder Leitungen beeinflusst werden, die elektromagnetische Störungen verursachen können. Dies kann besonders in industriellen Umgebungen mit hoher elektromagnetischer Aktivität relevant sein.

• Schaltvorgänge im Generator:

Interne Schaltvorgänge, wie das Einschalten oder

Ausschalten des Erregers oder Schutzschaltungen, können zu transienten Spannungsänderungen führen.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

A. Zusammenfassung

Diese Studie untersuchte Einfluss kommerzieller elektrischer Verbraucher auf die PQ in Schiffsbordnetzen insbesondere im Bereich der Schiffsbetriebstechnik. Dabei wurden dreiphasige Spannungs- und Stromverläufe sowohl vor als auch während des Betriebs der Geräte analysiert, um die PQ-Kriterien zu bewerten. Ein besonderer Fokus lag auf der Untersuchung von Hochdruckluftverdichtern und Kaltwassersätzen, die als leistungsstarke Verbraucher im elektrischen Netz fungierten. Die Ergebnisse dieser Untersuchung können auf andere elektrische Verbraucher wie Pumpen übertragen und skaliert werden. Die gewonnenen Simulationen Erkenntnisse sollten auch für in Gleichspannungsverteilnetzen an Bord genutzt werden, um deren Resilienz gegen Rückwirkungen zu bewerten.

B. Ausblick

Die gemessenen Leistungsdaten und Rückwirkungen ins elektrische Netz werden für das Einbringen von realen Lasten in einer Simulation verwendet. Die nicht-linearen Verbraucher werden in zwei Bordnetz-Topologien, dem klassischen Wechselspannungs-Hauptnetz-Verteilnetz und dem modernen Gleichspannungs-Niederspannungs-Verteilnetz, eingebracht. Dann wird verglichen, welche Topologie besser dazu geeignet ist, Auswirkungen schlechter PQ auf andere Verbraucher zu oder reduzieren. verhindern Harmonische zu (Oberschwingungs-) Ströme, die durch diese Verbraucher erzeugt werden, führen zu erhöhten Spannungen und Strömen, vermindertem Wirkungsgrad, thermischer Überbeanspruchung, Fehlfunktionen von Schutz- und Messeinrichtungen sowie Signaldämpfung und -verzerrung. Die konkreten Auswirkungen der Oberschwingungen müssen einer genaueren Betrachtung zugeführt werden.

DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich bei der Marinetechnikschule in Kramerhof für die Unterstützung bei den Messungen vor Ort, besonders bei Herrn OStBtsm Lesse, sowie dem BAAINBw S6.3 für die Freigabe der Daten zur Veröffentlichung. Diese Forschung an elektrischen Bordnetzen ist von großer Bedeutung, da die untersuchten Anlagen sowohl auf militärischen als auch zivilen Schiffen eingesetzt werden.

LITERATUR

- R. D. Henderson und P. J. Rose, "Harmonics: the effects on power quality and transformers," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, Jg. 30, Nr. 3, S. 528–532, 1994, doi: 10.1109/28.293695.
- [2] J. Mindykowski und T. Tarasiuk, "Problems of power quality in the wake of ship technology development," *Ocean Engineering*, Jg. 107, S. 108–117, 2015, doi: 10.1016/j.oceaneng.2015.07.036.
- [3] P. Wagner und D. Schulz, Zukunft der elektrischen Bordnetze von Schiffen – Stand der Technik und Ausblick. Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme, 2023.
- [4] DEWETRON GmbH. "HIGH-PRECISION POWER ANALYZERS." Zugriff am: 26. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://ccc.dewetron.com/dl/5f58815f-7c54-4a89-88af-3a09d9c49a3c
- [5] HIOKI. "AC/DC CURRENT PROBE CT6841A, CT6843A, CT6844A, CT6845A, CT6846A." [Online.] Verfügbar: https://www.calplus.de/fileuploader/download/download/?d=0&file=c ustom%2Fupload%2Fflyer-ct684xa-series-e1-22b.pdf

- [6] J. Arrillaga, Power system harmonics, 2. Aufl. West Sussex, England, Hoboken, NJ: J. Wiley & Sons, 2003. [Online]. Verfügbar unter: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/0470871229
- [7] Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV): Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen, DIN EN 61000-2-2, VDE, Mai. 2020.
- [8] D. Schulz, Netzrückwirkungen Theorie, Simulation, Messung und Bewertung: Nach DIN VDE 0838, DIN VDE 0839 und den VDEW-Richtlinien mit Simulationsbeispielen in Simplorer und Messbeispielen von netzgekoppelten Photovoltaik- und Windkraftanlagen (VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich 115). Berlin, Offenbach: VDE

Verlag, 2004. [Online]. Verfügbar unter: https://content-select.com/index.php?id=bib&ean=9783800736836

- [9] J.P. Sauer&Sohn Maschinenbau GmbH, "Sauer Compressors for the Naval Marine," [Online]. Verfügbar unter: https://www.sauercompressors.com/assets/Media-and-Downloads/Downloads/Broschueren-und-Folder/Defence/Sauer_Compressors_brochure_Naval_Marine_en_20 21_web.pdf
- [10] H. Meier-Peter, Hg. Handbuch Schiffsbetriebstechnik: Betrieb, Überwachung, Instandhaltung, 2. Aufl. Hamburg: Seehafen-Verl., 2012.

Aktueller Stand der Großladeinfrastruktur – Reallabor am Kronprinzkai

Maik Plenz*, Andreas Stadler, Nils Pinke, Detlef Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Deutschland *maik.plenz@hsu.hamburg

Kurzfassung – Der Klimawandel und seine Folgen wirken sich sowohl auf die Umwelt als auch auf die Strukturen der Energielogistik aus. Die Transformation der Mobilität ist dabei ein Treiber, um die Herausforderungen zu bewältigen. Hierzu zählt auch die Elektrifizierung des Güterverkehrs. Dazu müssen in den kommenden Jahren umfangreiche Ausbauten bei Megawatt-Charging-Systemen (MCS) bzw. auch dem Wasserstofftankstellen-Netz erfolgen. Dieses Papier beschäftigt sich mit ersten Ansätzen zur Einordnung der geplanten MCS in die bestehende Ladeinfrastruktur sowie mit Ausführungen zur Umsetzung dieser MCS in Form von Großladeinfrastrukturen und versucht einen Einblick in die aktuellen Ansätze zu geben.

Stichworte – Ladeinfrastruktur, Elektromobilität, Stromnetze, Verteilnetze

NOMENKLATUR					
AFIR	Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe				
CCS	Combined Charging System (Kombiniertes Ladesystem)				
СНВ	Cascaded H-Bridge (Kaskadierte H- Brücken-Multi-Level-Topologie)				
DAB	Dual-Active-Bridge (DC/DC- Wandler)				
dtec	dtec.bw - Zentrum für Digitalisierungs- und Technologie- forschung der Bundeswehr				
ES	Energiespeichersystem				
EV	Elektrokraftfahrzeug				
FCEV	Brennstoffzellen-EV				
HPC	High Power Charging				
НҮС	Hypercharger				
LIS	Ladeinfrastruktur				
LLM	Last- und Lademanagement				
MCS	Megawatt-Charging-System				
NVP	Netzverknüpfungspunkt				
PHEV	Plug-in-Hybrid EV				
TEN-V	Transeuropäisches Verkehrsnetz				

Christoph Steinkamp, Sebastian Staffetius hySOLUTIONS GmbH Hamburg, Deutschland

I. EINLEITUNG

Die Elektromobilisierung des Individualund Güterverkehrs hat ihr globales Wachstum beschleunigt, wobei die Verbreitung von Elektrofahrzeugen (EV) in verschiedenen Regionen der Welt unterschiedlich stark ansteigt. Bis 2024 wird die Zahl der global verkauften Elektrofahrzeuge (EV, PHEV oder FCEV) 14 bis 17 Millionen übersteigen, was auch einen schnelleren Anstieg gegenüber den Vorjahren bedeutet [1]. Der Fahrzeugbestand beläuft sich weltweit auf etwa 40 Millionen, wovon über 20 Millionen Einheiten in China betrieben werden [2]. Zusätzlich steigen das Angebot und der elektrischen Lastkraftwagen Bedarf an und der Elektrifizierung im Güterverkehr im Allgemeinen - wenn auch langsamer im Vergleich zum EV. Von den ca. 800.000 schweren LKW, die täglich in Deutschland unterwegs sind, werden aktuell nur etwa 500 Fahrzeuge (0,07 %) nicht mit konventionellen Kraftstoffen betrieben. Eines der Hauptprobleme ist die bisher nur vereinzelt existierende Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW an Hauptverkehrsstraßen und somit fehlende mögliche Ladeoptionen, was die Umsetzung der Ziele, detaillierter ausgeführt in Kapitel II, erheblich erschwert [3]. Im Vergleich dazu hat sich der Ausbau auf PKW ausgerichteter AC- bzw. DC-Ladeinfrastruktur für EV beschleunigt, so dass weltweit über 1,8 Millionen öffentliche Ladepunkte zur Verfügung stehen [4, 5], siehe TABELLE I.

 TABELLE I:
 HOCHLAUFSZENARIEN
 Elektromobilität
 sowie

 Güterverkehr und deren Ladeinfrastruktur.

EVs							
Mio Einheiten	2024	2035	2050	Quellen			
World	~40	~400	~700	[2, 6]			
Germany	~1,5	~15	~50	[7]			
LIS für EV (öffentlich)							
Mio Einheiten	2024	2035	2050	Quellen			
Weltweit	~4	~25	-	[2]			
Deutschland	~0,12	~1	-	[8, 9]			
E-LKW (Schwerlast)							
Einheiten	2024	2035	2050	Quellen			
Deutschland	~500	~38.000	-	[10, 11]			
LIS für E-LKW (öffentlich)							
Einheiten	2024	2035	2050	Quellen			
Deutschland	120	> 1.000	-	[3, 12]			



ABBILDUNG 1: LADESZENARIEN MIT EMPFOHLENER LADELEISTUNG FÜR E-LKW, ANGELEHNT AN [3].

Einerseits führt der aktuell geringe Ausbau von Hochleistungs-Ladeinfrastruktur (LIS) zu Hemmnissen bei der Umstellung auf Elektromobilität in Gewerbe und Industrie. Andererseits ist das Angebot an E-LKW seitens der Hersteller sowie auch an Hochleistungsladeinfrastruktur (bzw. deren Herstellervielfalt) noch gering. Ein zusätzlich durch die Politik forcierter Einstieg in den Wasserstoff bzw. zuvor Erdgasantrieb reduziert die Investitionsbereitschaft zusätzlich, da Unklarheiten bestehen, welche Technologie sich langfristig durchsetzen kann.

In diesem Papier soll auf die aktuelle Situation der LIS mit dem Fokus auf E-LKW eingegangen werden. Hierzu wird Fokus auf den aktuellen technischen Stand von Hochleistungsladeinfrastruktur (HPC) gelegt. Dabei wird eine Lösungsmöglichkeit zum schnelleren Ausbau von LIS in dem Aufbau sogenannter Großladeterminals, auch als hybride Megawatt-Charging-Systeme (MCS), gesehen. An diesen können sich mehrere Mobilitätsträgertypen die Plattform einer/mehrerer Hochleistungs-LIS an einem Ort teilen. Die MCS-Technologie sowie erste Umsetzungen werden nachfolgend erklärt und in Kapitel II ausgeführt. Weiterhin wird auf den technischen und regulatorischen Stand von Hochleistungs-LIS eingegangen (Kapitel II) sowie das Beispiel des Kronprinzkai in Hamburg (Kapitel III) dargestellt.

II. TECHNISCHE, REGULATORISCHE UND REALE EINORDNUNG VON GROßLADEINFRASTRUKTUR

Großladeinfrastruktur beschreibt in dieser Arbeit LIS mit einer Ladeleistung ab 1 MW aufwärts, wie in ABBILDUNG 1 beschrieben. Derartige Systeme werden vornehmlich als sogenannte Megawatt Charging Systems, kurz MCS, bezeichnet. Diese Ladetechnologien können bauart-technisch die Versorgung mehrerer Mobilitätsträger, wie:

- Zu Land: EVs, E-LKW (N1, N2, N3), E-Busse (Gelenk- oder Standardbusse) etc.,
- Zu Luft: E-Flugzeuge etc.,

• Zu Wasser: Frachter etc. ermöglichen.

Nachfolgend wird daher verstärkt auf die Technologie des MCS eingegangen und diese näher erläutert. Zusätzlich werden in den Beispielen in Kapitel II.C) auch Ansätze zu hybriden MCS (Großladeterminals, welche verschiedene Mobilitätsträger versorgen) vorgestellt.

A. Technische Erläuterung Ladeinfrastruktur

Der Aufbau der mehrpoligen Steckverbindung, die die Grundlage einer Hochleistungs-LIS mit DC-Ladern darstellen, ist in ABBILDUNG 2 vereinfacht abgebildet.



ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHER AUFBAU SCHNELLLADESYSTEM AUS: [3].

HPC-Schnellladestationen an Autobahnen in Europa liefern derzeit eine Leistung $P_{\rm L} = 150$ kW bis 400 kW. Bei mehreren Ladepunkten ergeben sich schnell ungesteuerte Spitzenlasten von über 2 MW, was vielerorts über die Kapazitäten des Niederspannungsnetzes hinausgeht und daher einen Anschluss an das Mittelspannungsnetz notwendig macht. Dies erfordert zusätzliche Komponenten wie Mittelspannungstransformatoren und -schaltanlagen. In ABBILDUNG 2 ist die Architektur für eine solche LIS schematisch ausgeführt: sie besteht aus einem Gleichrichter. Mittelspannungstransformator mit der einen einem gemeinsamen DC-Bus verbindet, an den die Ladeumrichter angeschlossen sind. Eine kostengünstige Lösung ist der Einsatz eines Dreifachtransformators mit einem zwölfpulsigen Diodengleichrichter, welcher jedoch nur unidirektionale Energieübertragung ermöglicht [22].



ABBILDUNG 3: MCS MEHRPOLIGE STECKVERBINDUNG, ENTNOMMEN AUS [16].

Der globale Arbeitskreis Charging Interface Initiative e.V. (kurz CharIN) strukturiert zusammen mit den Marktführern im Bereich Ladeinfrastruktur und mit Mobilitätsträgerherstellern die Weiterentwicklung von HPC Systemen, einen sogenannten MCS Standard, siehe ABBILDUNG 3.

Mit einer Ladeleistung von bis zu 3,75 MW, einem Bemessungsstrom von bis zu 3000 A und einer Bemessungsspannung von 1250 V Gleichstrom stellt das System eine der höchsten Ladeleistungen bereit. Ein Kabel mit 25 mm² Querschnitt, welches teilweise gekühlt wird, verknüpft LIS und Mobilitätsträger.

Eine mögliche Ausführung eines MCS ist hierbei in ABBILDUNG 4 veranschaulicht, vertieft ausgeführt in [17]. In [17, 23] werden MCS in sogenannte Multiports eingebunden. Der Aufbau eines Multiports im Megawatt-Ladesystem ist modular und darauf ausgelegt, verschiedene Energiequellen und Lasten effizient zu verwalten und zu koordinieren. Ein Multiport dient als zentrale Schnittstelle für das Laden von Elektrofahrzeugen, das Energiespeichersystem (ES), Photovoltaik (PV)-Anlagen und das Netz. Es besteht nach [17, 23] aus den Hauptkomponenten:

- Ladeanschluss (Charger): Jeder Multiport enthält eine oder mehrere Ladestationen, die speziell für schwere Elektrofahrzeuge ausgelegt sind. Jede Ladestation ist typischerweise für eine Ladeleistung von etwa 1,2 MW ausgelegt. Diese Ladeanschlüsse können in mehrere Schnellladesäulen mit einer Leistung von je 400 kW unterteilt werden.
- Dual Active Bridge (DAB): Die DABs werden als zentrale Komponenten verwendet, um die DC-DC-Umwandlung im System zu steuern. Sie verbinden den DC-Bus des Multiports mit den verschiedenen Energiequellen wie PV-Systemen oder ES. Auch die Ladeports für die E-LKW sind über DABs an den DC-Bus angeschlossen.
- Energiespeichersystem: Der Multiport integriert ein oder mehrere Energiespeichersysteme, die eine Pufferfunktion übernehmen. Diese haben in der Regel eine Leistung $P_{\rm ES} = 400$ kW und helfen, Lastspitzen zu glätten und das Netz zu entlasten, indem sie anlassbezogen zwischenspeichern oder einspeisen.

- Netzschnittstelle: Die Verbindung zum Netz bzw. dem Netzverknüpfungspunkt (NVP) erfolgt über einen Cascaded-H-Bridge (CHB)-Wechselrichter, der an den Mittelspannungsanschluss (z.B. 10/20 kV AC) angebunden ist. Dieser CHB-Wandler wandelt die Netzspannung in eine 12 kV DC Spannung um, die dann den Multiport über einen zentralen DC-Bus speist.
- Photovoltaik (PV): Optional können erneuerbare Erzeuger wie bspw. PV-Anlagen integriert werden, um nachhaltige Energiequellen in das System einzuspeisen. Diese sind ebenfalls über DAB-Wandler an den DC-Bus angeschlossen und liefern zusätzliche Energie, um die Ladeanforderungen zu unterstützen.
- DC-Bus: Der zentrale DC-Bus verteilt die Energie zwischen den verschiedenen Komponenten (Ladeanschlüsse, ES, PV). Er sorgt dafür, dass die Energieflüsse zwischen Netz, Energiespeichern und Fahrzeugen effizient reguliert werden.

Der Multiport ist so konzipiert, dass er modular und skalierbar ist, wodurch mehrere Multiports zu einem größeren Netzwerk verbunden werden können. um die Ladeanforderungen für eine hohe Anzahl von Elektrofahrzeugen gleichzeitig zu erfüllen. Die direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen (meist PV) und Speichersysteme ermöglichen eine optimale Steuerung, Reduktion des Leistungsbezuges über das Netz und erzielen zusätzliche eine Kostenreduktion [17, 23].

Um eine solche Reduktion umzusetzen, müssen bestimmte Annahmen getroffen werden:

- Optimierungsziel: Die Minimierung der Netzbelastung erfolgt durch eine konstante Leistungsabnahme aus dem NVP bei gleichzeitiger Sicherstellung der Ladeanforderungen der Elektrofahrzeuge.
- 2) Systemgrenzen: Es wird angenommen, dass die ES und die PV innerhalb bestimmter Energie- und Leistungsgrenzen betrieben werden.
- Zeitliche Intervalle: Die Optimierung wird über feste Zeitintervalle durchgeführt, in denen Entscheidungen getroffen werden. Dies ermöglicht eine dynamische Anpassung der Lade- und Entladeleistung.



ABBILDUNG 4: MULTIPORTS: TECHNISCHER AUFBAU AUS [17, 23].

- Verfügbarkeit von Ressourcen: Die Optimierung geht davon aus, dass PV-Systeme, das Netz und die ES jederzeit zur Verfügung stehen und flexibel genutzt werden können.
- Lastvorhersagen: Es wird angenommen, dass präzise Vorhersagen für die Ladeanforderungen der Elektrofahrzeuge existieren, die in die Optimierung einfließen.

Die abzuleitende Minimierungsfunktion ist in (1) abgebildet. H_1 und H_2 dienen als Hilfsvariablen, die den Einfluss der Energiespeicherkapazität der jeweiligen Speichersysteme H_1 und die Leistung am NVP H_3 definieren. Zusätzlich ist P_{EV} die Ladeleistung der jeweiligen EVs oder E-LKW. μ_{ES} , μ_{NVP} und μ_{PV} sind die Gewichtungen der einzelnen Variablen in der Minimierungsfunktion.

$$\min \begin{pmatrix} \Sigma \mu_{\rm ES} \cdot H_1(t) + \Sigma \mu_{\rm NVP} \cdot H_2(t) - \\ \Sigma \mu_{\rm PV} \cdot P_{\rm EV}(t) \end{pmatrix}$$
(1)

$$C_{\text{MIN}} - E_{\text{ES}}(t) \le H_1 \ge E_{\text{ES}}(t) - C_{\text{MAX}}$$
(1)
$$H_1 \ge 0$$

$$-P_{Z}(t) + \sum (P_{L}(t) - P_{EL}(t)) \leq H_{2} \geq P_{Z}(t) + \sum (-P_{L}(t) + P_{EL}(t)) \qquad (3)$$
$$H_{2} \geq 0$$

$$P_{\rm EV}(t) = \begin{cases} 0 \le P_{\rm EV}(t) \le F_{\rm EV}(t), \text{ wenn } \beta_{\rm EV} = 1\\ P_{\rm EV}(t) = 0, \text{ wenn } \beta_{\rm EV} = 0 \end{cases}$$
(4)

Die Systemgrenzen in (2) beschreiben neben dem aktuellen Ladestand $E_{\rm ES}(t)$, auch die existierenden Zustandsgrenzen der Energiespeichersysteme im MCS und stellen sicher, dass die Energiespeicher nur innerhalb ihrer Kapazitätsgrenzen $E_{\rm MIN}(t)$, $E_{\rm MAX}(t)$ betrieben werden. Somit wird eine Überladung oder Unterentladung verhindert.

Die Grenzen in (3) steuern die Lastverteilung im MCS und sorgen dafür, dass die Leistungsanforderungen an das Netz erfüllt werden. Dies geschieht, indem die MCS-Multiports koordiniert werden, um eine konstante bzw. möglichst niedrige Netzbelastung zu gewährleisten. H_2 muss demnach so groß sein wie die Differenz zwischen der Ziel-Leistung P_Z und dem aktuellen Leistungsbeitrag der Multiports, also die Differenz aus der Ladeleistung P_L und Entladeleistung P_{EL} . Dies gilt sowohl für die Lade- als auch für die Entladerichtung in (3).

Abschließend beschreibt (4) die Ladeleistung $P_{\rm EV}$ des EV zu einem bestimmten Zeitpunkt. Diese darf nicht größer sein als die prognostizierte Ladeleistung $F_{\rm EV}(t)$. Sie stellt sicher, dass die Ladeleistung im Rahmen des Fahrzeugprofils bleibt und nur geladen wird, wenn $\beta_{\rm EV} = 1$ ist, also das EV angeschlossen und aktiv ist.

Weitere Bedingungen wie die Bestimmung der Lade- und Entladeprozesse der Batterie des Energiespeichers sind unter [17, 23] zu finden.

B. Regulatorischer Rahmen und Planung der Ladeinfrastruktur in Deutschland

Im Jahr 2023 hat das EU-Parlament die Verordnung zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (kurz AFIR) erlassen [26, 27]. Hieraus gehen europaweite für den Aufbau Mindestanforderungen einer batterieelektrisch- und wasserstoffbasierten Lade- und Tankinfrastruktur hervor. Für Nutzfahrzeuge der Kategorie N3 sollen entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) je 60 km pro Fahrtrichtung eine LIS mit $P_{\rm L} \ge 3,6$ MW aggregierter Ladekapazität errichtet werden. Zusätzlich sind alle 200 km Wasserstofftankstellen zu errichten.

Die ABBILDUNG 5 zeigt das TEN-V Kernnetz in Deutschland, mit einer Länge von ca. 6.370 km, sowie die daraus resultierenden Ladestandorte. Zusätzlich soll im TEN-V Gesamtnetz je Fahrtrichtung ein Ladestandort mit mindestens $P_{\rm L} \ge 1,5$ MW / 100 km errichtet werden. In Deutschland betrifft dies zusätzlich rund 5.500 km. In Summe müssen bis 2025/2027 15 % bzw. 25 % der aufgelisteten Standorte in Betrieb genommen sein [3, 26, 27]. In [25] wird mit einem öffentlichen Ladenetz entlang der Hauptverkehrsrouten mit $P_{\rm L} \ge 1,7$ MW / 60 km je Fahrtrichtung als strategisch ausreichende Menge gerechnet.



ABBILDUNG 5: AFIR-KONFORMES BEISPIELLADESYSTEM FÜR DAS TEN-V-NETZ, ENTNOMMEN AUS [3] UND [24].

Dies kann sowohl durch HPC als auch durch MCS-Systeme umgesetzt werden. Hierbei sollten bestehende HPC-Standards verwendet werden und gleichzeitig der MCS-Standardisierungsprozess vorangetrieben und schnellstmöglich abgeschlossen werden. Insofern ist es richtig und sinnvoll, bereits heute Ladestandorte für die gemeinsame Nutzung für das HPC- und MCS-Laden zu planen und umzusetzen [24, 25].

C. Beispiele der aktuellen Umsetzung

Aktuell laufen im Kontext der Großladeinfrastruktur viele verschiedenen Projekte mit unterschiedlichen Zielsetzungen. Nachfolgend werden einige kurz vorgestellt und ihre Zielstellung erläutert.

1) Retail4Multi-Use (Forschungsprojekt bis Dez. 2025)

Das Projekt untersucht die Mehrfachnutzung von Ladeinfrastruktur im Einzelhandel. Es untersucht dabei nur einen Teil der Großladeinfrastruktur, und zwar die Mehrfachnutzung, ohne auf den Aspekt der Megawattladung einzugehen. Ziel des Projektes ist es, das Potenzial von Multiladesäulen zu ermitteln, um die Auslastung zu optimieren und deren Wirtschaftlichkeit zu steigern. Dabei sollen auch planbare Nutzergruppen wie Taxis, Logistik und Ladeinfrastruktur Carsharing die nutzen. Mit georeferenzierten Analysen werden Standorte bewertet und ein digitales Matching-System entwickelt, welches Angebot und Bedarf verknüpft. Die Ergebnisse sollen auf weitere Bereiche wie Wohnungswirtschaft und ländliche Räume übertragbar sein. Das Projekt läuft von 2023 bis 2025 unter Beteiligung des DLR und des Reiner Lemoine Instituts [13].

Zur installierten Ladeleistung oder der weiteren technischen Ausführung ist zum heutigen Zeitpunkt nichts bekannt.

2) Shell Multi-use Charger, Amsterdam (Reallabor)

Shell hat an seinem Energy Transition Campus in Amsterdam ein MCS-Megawatt-Ladesystem $(P_L = 3 \times 350 \text{ kW})$ installiert, das speziell für schwere Elektro-LKW sowie Schiffe konzipiert wurde. Dieses DC-System vereinfacht das Laden von Nutzfahrzeugen und Schiffen mit hohem Energiebedarf. Ausgestattet mit zwei CCS-Ladearmen (Combined Charging System), unterstützt das System eine flexible und schnelle Aufladung verschiedener Fahrzeugtypen. Ebenfalls werden verschiedene Batterietypen unterstützt. Shell will damit einen Beitrag zur Dekarbonisierung im Logistiksektor leisten und die Ladeinfrastruktur für eine wachsende Anzahl an E-LKW und Schiffen bereitstellen, siehe ABBILDUNG 6 [14].



ABBILDUNG 6: DUAL-USE-CHARGER IN AMSTERDAM, SHELL, AUS [14].

3) CharIN MCS Carging Site, Portand, USA (Planungsphase)

Erste öffentliche LKW-Ladeinfrastruktur in Portland, Oregon, USA. Eine aktuelle Planungsvorschau ist in ABBILDUNG 7 abgebildet. Bestehend aus einer bisher unbekannten Anzahl an $P_{\rm L} = 3,75$ MW-MCS, erfolgt eine Verknüpfung zwischen LIS und Batterien zur Reduktion der Netzbelastung. Vor Ort sollen sowohl LKW als auch Busse bis hin zu EV geladen werden können. Die Infrastruktur befindet sich in Planung, in Zusammenarbeit mit Portland General Electric und Daimler Truck Nordamerika. Weitere MCS-Stationen ähnlicher Bauart sind in Vorbereitung.



ABBILDUNG 7: DUAL-USE-CHARGER IN PORTLAND, OREGON, USA-CHARIN, AUS [15].

4) Aral Rhein-Alpen-Ladekorridor (Umsetzung)

Eine neue Ladeinfrastruktur für elektrische LKW entlang eines 600 km langen Korridors wurde 2023 eröffnet. Jeweils zwei Ladestationen, positioniert an sechs Standorten, bieten jeweils an $P_{\rm L} = 2 \times 300$ kW CCS-Ladepunkte, die für schwere Nutzfahrzeuge geeignet sind. Die Ladekapazitäten werden in den kommenden Monaten durch weitere Standorte erweitert. In 45 Minuten können LKW etwa 200 km Reichweite laden. Zukünftig wird der MCS-Standard (Megawatt Charging System) erwartet, um das Laden von 400 km Reichweite in 45 Minuten zu ermöglichen, was speziell für Langstrecken-LKW ein praxisrelevanter Ansatz ist [28].

III. REALLABOR AM KRONPRINZKAI

A. Hintergrund des Kronprinzkais

Der Hamburger Hafen wird aufgrund seiner Bedeutung für straßengebundenen Transport von Waren eine den entscheidende Rolle bei dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für elektrische Schwerlastfahrzeuge einnehmen. Um die Elektrifizierung der Schwerlastfahrzeuge im Hamburger Hafen zu beschleunigen, wurde zwischen der Hamburg Port Authority (HPA) und dem Fahrzeughersteller IVECO im September 2021 ein Memorandum of Understanding zum von Einsatz 25 elektrischen Schwerlastfahrzeugen geschlossen [29]. IVECO arbeitet in dem Zusammenhang mit dem Ladeinfrastrukturbetreiber Mer zusammen, um die zuverlässige und schnelle Versorgung der E-LKW mit Ladestrom in hohen Ladeleistungen sicherzustellen. Mittlerweile hat Mer im Hamburger Hafen (auf dem Gelände des Kreuzfahrtterminals Steinwerder) insgesamt drei Ladeinfrastruktureinheiten für die Ladung von E-LKW errichtet. Jede Ladeinfrastruktureinheit verfügt über eine Leistung an $P_{\rm L} = 300$ kW und jeweils zwei Ladepunkte, auf die die Leistung aufgeteilt werden kann. Somit können insgesamt sechs E-LKW gleichzeitig an der LIS versorgt werden.

Neben dieser HPC-LIS existieren weitere große Energieverbraucher im Hamburger Hafen (oder werden hinzukommen): Neben dem Aufbau von Landstromanlagen zur Versorgung von Container-, Kreuzfahrt und anderen Schiffen, wird ein 100 MW-Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff im Hafen geplant. Um diese zukünftigen Energiebedarfe im Hafengebiet decken zu können, ist ein Ausbau des Verteilnetzes notwendig. Gleichzeitig sollten die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst effizient genutzt werden, um den kosten- und zeitintensiven Netzausbau möglichst gering zu halten. Eine zentrale Maßnahme, um die Netzkapazitäten effektiv nutzen zu können, ist die Implementierung eines intelligenten Lastund Lademanagement (LLM), das vorausschauend die netzseitigen Bedingungen mit den verbraucherseitigen Anforderungen abstimmt. Im Rahmen des dtec emob-Projektes der Helmut-Schmidt-Universität wird ein solches netzseitiges Last- und Lademanagement entwickelt, wobei die aktuellen Netzzustände anhand von künstlicher Intelligenz prognostiziert werden können.

Im Rahmen einer Kooperation zwischen der Helmut-Schmidt-Universität und der Mer Germany GmbH können die Daten der von Mer im Hamburger Hafen errichteten Ladeinfrastruktur für die Forschungsarbeit in dtec emob genutzt werden. Der von Mer betriebene Standort befindet sich in unmittelbarer Nähe zur Wasserkante, was den Standort auch für das Angebot einer Landstromversorgung geeignet erscheinen lässt. Konkrete Pläne bestehen jedoch aktuell nicht.

Das im Zuge des dtec emob-Projektes entwickelte LLM kann durch die Datenzulieferung von Mer validiert und verbessert werden. Zudem bietet die Nähe der Ladeinfrastruktur zum Wasser die Möglichkeit eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung der Lademöglichkeit, hier Straße und Wasser, zu untersuchen. Die Helmut-Schmidt-Universität wird im Projekt simulieren, wie durch die Bündelung der Ladebedarfe der notwendige Netzausbau reduziert werden könnte.

B. Messhintergrund und Zielstellung

Am Kronprinzkai werden nach der Eröffnung drei 300 kW-HPC-Charger von HYC mit jeweils zwei Ladepunkten betrieben. Dahinterliegend befindet sich ein Transformator mit einer Bemessungsleistung von an $S_{\text{Trafo}} = 1$ MVA. Dieser kann bei Bedarf erweitert werden. Der Aufbau entspricht technisch nicht den Grundlagen eines MCS, stellt jedoch eine der aktuell größten Ladeinfrastrukturen in Hamburg dar.

Hieraus ergeben sich für den Betreiber verschiedene Forschungsfragen, die mittels Analysen und der Verwendung von Messequipment zu beantworten wären:

- Wie verhält sich das Ladeaufkommen?
- Welche Leistungen werden von welchen Fahrzeugen geladen?
- Wie kann eine Prognose/vorausschauende Planung zur Nutzung und Auslastung implementiert werden? Wie kann diese optimiert werden?
- Wie ist die allgemeine Markthochlauf? Wie verhält sich der Bedarf in Bezug auf die Prognose?
- Welche lokalen Bedarfe verschiedener Nutzergruppen entstehen?
- Wann und wie sichern sich die Betreiber die Strommengen im Vorfeld?
- Wie sehen die Live-Ladevorgänge an den Stationen aus? Welche Cluster lassen sich daraus entwickeln?

Durch den ChargeLog sowie weiteren Messsystemen (wie Powerquality-Messtechnik an den Sammelschienen der Trafo-Unterspannungsseite) können relevante Informationen wie I_L , P_L , U, oder State-of-Charge (SOC) in einer $\frac{1}{2}$ min-Auflösung ausgewertet werden. Als übergreifende Zielstellung kann daher der Aufbau eines digitalen Zwillings zum Live-Tracking und Forecast sowie zur Auswertung bestehender Daten und zur Big Data-Analysis umgesetzt werden.

IV. ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Arbeit untersucht die Herausforderungen und Ansätze zum Ausbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Lastkraftwagen vor dem Hintergrund der Energiewende und Mobilitätstransformation. Die Elektromobilität im Güterverkehr gewinnt zunehmend an Bedeutung, wobei der Ausbau von HPC oder besser Megawatt-Charging-Systemen Wasserstofftankstellen zentralen und eine der Herausforderungen darstellt. Trotz der steigenden Zahl von Elektrofahrzeugen und dem wachsenden Angebot an E-LKW bleibt die Ladeinfrastruktur in vielen Regionen unzureichend ausgebaut.

Das Papier beschreibt aktuelle Konzepte für Hochleistungsladesysteme mit einer Ladeleistungen von bis zu $P_{\rm L} = 3,75$ MW, die insbesondere für E-LKW und andere Mobilitätsträger wie Busse, Schiffe und Flugzeuge relevant sind. Diese Systeme erfordern einen Anschluss an das Mittelspannungsnetz und zusätzliche Komponenten wie Transformatoren. Der Aufbau von Multiport-Ladesystemen, die verschiedene Energiequellen wie Energiespeicher und Photovoltaik integrieren, kann als eine Lösung für ein effizientes Netzmanagement (am NVP) und skalierbares Laden angesehen werden.

Ein erstes praktisches Beispiel für die Nutzung von HPC-Systemen im Projekt dtec emob wird am Kronprinzkai in Hamburg analysiert, an dem Ladeinfrastruktureinheiten mit bis zu 900 kW kumulierter Ladeleistung errichtet wurden. Ziel ist die Entwicklung eines digitalen Zwillings zur Prognose und Analyse des Ladeverhaltens und des notwendigen Netzausbaus.

DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird durch dtec.bw –Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr gefördert. dtec.bw wird von der European Union – NextGenerationEU finanziert.

LITERATUR

- International Energy Agency (IEA) (2023), "Global EV Outlook 2023," Available: https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023
- [2] IEA (2024), "Global EV Outlook 2024", Paris https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024
- [3] Sachverständigenrat "Frühjahrsgutachten 2024 Teil 2: Güterverkehr zwischen Infrastruktur-Anforderungen und Dekarbonisierung". Available: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/ fileadmin/dateiablage/gutachten/fg2024/FG2024_Kapitel_2.pdf
- [4] Smith, A., (2023), "Electric Vehicle Charging Infrastructure: Global Development and Trends," *Energy Policy Journal*, vol. 145, pp. 1-15.
- [5] Johnson, B., "Public Charging Points: Growth and Challenges," *Journal of Sustainable Transportation*, vol. 12, no. 3, pp. 45-58, 2023
- [6] Wood & Mackenzie (2021), "Insight Electric vehicles outlook to 2050: Impacts and flexibility in European power", Available: https://www.woodmac.com/reports/power-markets-electric-vehiclesoutlook-to-2050-impacts-and-flexibility-in-european-power-537306/
- [7] Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, et al. (2020), "Paths for the energy transition: Cost-efficient and climate-friendly transformation strategies for the German energy system up to 2050." – Original: "Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050." Jülich, Germany: Forschungszentrum Jülich GmbH.
- [8] BNA Bundesnetzagentur (2024), "Electromobility: public charging infrastructure" – Original: "Elektromobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur", Available: https://www.bundesnetzagentur.de/ DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html
- [9] Federal Ministry for Digital and Transport (BMD) (2022), "Charging Infrastructure Masterplan II", Available: https://nationaleleitstelle.de/wp-content/uploads/2023/01/Masterplan-Ladeinfrastruktur-II-der-Bundesregierung_Englisch_DIN_A4_barrierefrei.pdf
- [10] Schill, W. P., Gaete-Morales, C., Jöhrens, J., Heining, F. (2024), "Klimaschutz im Güterverkehr: Batterieelektrische Antriebe können günstiger mit erneuerbarem Strom versorgt werden als Wasserstoff-Lkw.", *DIW aktuell* No. 94, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.
- [11] Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), "Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.", Prognose, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- [12] Minnich, L., Radrianrisoa, J., Ritter, D., Vogel, M., et. al (2022), "Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw.", Oeko-Institut; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Available: https://www. oeko. de/fileadmin/oekodoc/ENSURE-II_Ladeinfrastruktur.pdf

- [13] Reiner Lemoine Institut (2023), "Retail4Multi-Use Investigation of multi-use concepts at charging stations in the retail sector.", Available: https://www.reiner-lemoine-institut.de/en/retail4multiuse/
- [14] Nolan, S. (2024), "Shell Ushers in Megawatt Charger for Trucks & Vessels", in EV.Magazine, Available: https://evmagazine.com/ articles/shell-ushers-in-megawatt-charger-for-trucks-vessels
- [15] CharlN (2024), "CharlN MCS Construction Layout", Available: https://www.charin.global/technology/mcs/
- [16] Staubli (2024), "DEE-Mobility | Mehrpolige Steckverbinder Megawatt Charging System (MCS)", Available: https://www.staubli.com/content/dam/ecs/catalogsbrochures/EMOB/EMOB-MCS-Charging-11014001-de.pdf
- [17] Moorthy, R. S. K., Starke, M., Dean, B., Adib, A., Campbell, S., Chinthavali, M., "Megawatt Scale Charging System Architecture", 2022 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA, 2022, pp. 1-8, doi: 10.1109/ECCE50734.2022.9947403
- [18] Michaelis, R., "Interoperable Vehicle2Grid integration enabled by the combined charging system", 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021), Hybrid Conference, Germany, 2021, pp. 48-63, doi: 10.1049/icp.2021.2505
- [19] Pradhan, R., Shah, S. B., Hassan, M. I., Wang, Z., Emadi, A., "A 15 kW Wide-Input Reconfigurable Three-Level DAB Converter for On-Board Charging of 1.25 kV Electric Vehicle Powertrains", in *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, doi: 10.1109/TTE.2024.3358110
- [20] Wieland, S., Sun, T., Kanzenbach, L., Schneider, J., Edelmann, J., Dix, M., "Experimental setup for evaluation of electrical face contacts for high-current applications", 2024 1st International Conference on Production Technologies and Systems for E-Mobility (EPTS), Bamberg, Germany, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPTS61482.2024.10586737
- [21] Ligen, Y.; Vrubel, H., Girault, H., "Local Energy Storage and Stochastic Modeling for Ultrafast Charging Stations". *Energies*, 2019, 12, 1986. https://doi.org/10.3390/en12101986
- [22] Mortimer, B., Olk, C., Roy, G. K., Tarnate, W. R., De Doncker, R. W., Monti, A., Sauer, D. U. (2019), "Fast-charging technologies, topologies and standards 2.0", E. ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, Available: https://www.fcn.eonerc.rwthaachen.de/go/id/dnfj/lidx/1/file/788334.
- [23] Starke, M., et al., "A MW scale charging architecture for supporting extreme fast charging of heavy-duty electric vehicles," 2022 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC), Anaheim, CA, USA, 2022, pp. 485-490, doi: 10.1109/ITEC53557.2022.9813825.
- [24] Balke, G., Zähringer, M., Paper, A., Lienkamp, M., "Navigating the change: Constrained optimization and ramp-up strategy of a charging network for battery electric heavy trucks", 27th IEEE Conference on Intelligent Transportation Systems, 2024.
- [25] Balke, G., Zähringer, M., Schneider, J., Lienkamp, M. (2024b), "Connecting the dots: A comprehensive modeling and evaluation approach to assess the performance and robustness of charging networks for battery electric trucks and its application to Germany", *World Electric Vehicle Journal*, 15 (1), 32.
- [26] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2023), Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU, PE/25/2023/INIT, Straßburg, 13. September.
- [27] Ragon, P.-L., Mulholland, E., Basma, H., Rodríguez, F. (2022), "A review of the AFIR proposal: Public infrastructure needs to support the transition to a zero-emission truck fleet in the European Union", White Paper, Int. Council on Clean Transportation, Washington, DC.
- [28] Schall, S. (2023) "Aral nimmt Europas ersten E-Lkw-Ladekorridor in Betrieb", Electrive.net, Available: https://www.electrive.net/2023/01/ 23/aral-nimmt-europas-ersten-e-lkw-ladekorridor-in-betrieb/
- [29] Hafen Hamburg Marketing e.V. (HHM) (Hrsg.) (2021), "Iveco und Nikola unterzeichnen Memorandum of Understanding mit der Hamburg Port Authority.", Available: https://www.hafenhamburg.de/de/presse/news/iveco-und-nikola-unterzeichnenmemorandum-of-understanding-mit-der-hamburg-port-authority/

Bisher erschienen:



