

# ANALYSE ZUKÜNFTIGER, ZELLULARER NIEDERSpannungsNETZE AUF EINEM PHIL TESTSTAND

Lars QUAKERNACK<sup>1</sup>, Anna STORK<sup>1</sup>, Thomas ENGELMANN<sup>1</sup>, Katrin HANDEL<sup>1</sup>  
Jens HAUBROCK<sup>1</sup>, Daniel HERBST<sup>2</sup>, Robert SCHÜRHubER,<sup>2</sup> Iury BESSA<sup>3</sup>,  
Alvaro MONTANO<sup>4</sup>, Norman REYES<sup>5</sup>

Hochschule Bielefeld, Interaktion 1 33619 Bielefeld Deutschland, +49.521.106-70341,  
lars.quakernack@hsbi.de, <https://www.hsbi.de/iium/forschung/agnes>

**Kurzfassung:** Durch die zunehmende Elektrifizierung und dem gleichzeitigen Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden die Verteilnetze und insbesondere die Niederspannungsnetze zunehmend belastet. In dem internationalen Forschungsprojekt IRI4SGC werden zellulare Netze untersucht, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Hierbei wird das Netz in Zellen gegliedert, die sich gegenseitig über Nachbarzellen austauschen und so Energie und Leistung lokal koordinieren. Dieser Beitrag betrachtet die Zellebenen 4 (Niederspannungsnetz) sowie 5 (Haushaltlasten, Photovoltaik (PV), Elektrofahrzeug (EFZ) Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen (WP)) und nutzt das Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom, einen realistischen Mittelweg zwischen Versorgungssicherheit und Klimazielen. Drei Zeitpunkte – 2024, 2037 und 2045 – werden mit je ca. 111 Lasten pro Jahr analysiert; zusätzlich steigt die Zahl der PV-Anlagen, Batteriespeicher, Ladestationen für EFZ und WP.

Für die experimentelle Untersuchung wird ein Power Hardware in the Loop (PHIL) Teststand eingesetzt: Opal-RT-Echtzeitsimulator, Quelle-Senke-Kombination, PV-Anlage, EFZ-Ladestationen und Batteriespeicher; die Kommunikation erfolgt über ModbusTCP. Ziel ist es, jetzige und zukünftige Netzverhältnisse zu untersuchen und Unterschiede zur Simulation zu identifizieren. Ergebnisse zeigen im Winter 2045 eine Transformatorüberlastung und im Sommer größere Einspeisungen; Spannungsbandgrenzen werden eingehalten, jedoch steigen die Spitzen deutlich. Die Ergebnisse verdeutlichen das Potenzial für Managementsysteme in Niederspannungsnetzen.

**Keywords:** Niederspannungsnetz, Zellularer Ansatz, Power Hardware in the Loop

## 1 Einleitung

Der Anteil von erneuerbaren Energien wächst deutlich, während konventionelle Erzeugung sinkt. 2024 entfielen bereits etwa 283 TWh bzw. 57 % der Bruttostromerzeugung

---

<sup>1</sup> Hochschule Bielefeld, Interaktion 1, 33619 Bielefeld, Deutschland

<sup>2</sup> Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18, A-8010 Graz

<sup>3</sup> Federal University of Amazonas, Department of Electricity, Av. General Rodrigo Otávio Jordão Ramos, 3000 CEP 69077-000 Manaus/Amazonas - Brasil

<sup>4</sup> Universidad Mayor de San Andrés, Av. Mariscal Santa Cruz N° 1175, Edificio Facultad de Ingeniería, La Paz – Bolivia

<sup>5</sup> Universidad Tecnológica La Salle, Bo. Sutiava, Km. 4 carretera a PoneLOYa, León-Nicaragua

Deutschlands auf erneuerbare Quellen [1]. Die Energieversorgung wird durch die volatile Energieerzeugung von PV- und Windenergie beeinflusst, die wetter-, tages- und jahreszeitabhängig schwanken. Im Niederspannungsnetz können zeitgleich elektrische Verbraucher sowie sektorengekoppelte Systeme wie EFZ und WP Lastspitzen verursachen.

Ein zellulares Energiesystem kann diesen Herausforderungen begegnen. In diesem wird das elektrische Netz in Zellen unterteilt, die in verschiedene Hierarchiestufen/Ebenen gegliedert sind. Die Ziele sind die lokale Koordination von Energie und Leistung sowie der jeweilige Austausch mit benachbarten Zellen und Ebenen. Diese Koordination erfolgt in Zellmanagern [2].

Das Forschungsprojekt IRI4SGC [3] – Interoperable Research Infrastructure for Managing Sustainable Grid Cells – ist ein Innovationsprojekt zur Schaffung einer interoperablen, gemeinsamen Forschungsinfrastruktur (Research Infrastructure, RI), die die Entwicklung zellulärer Energiemanagementsysteme unterstützt. Zentrale Zielsetzung ist die Ableitung von Richtlinien und Algorithmen für den Betrieb von zellularen Netzen, die in einer gemeinsam nutzbaren, sicheren Umgebungsinfrastruktur validiert werden können. Alle Partnerinnen und Partner arbeiten daran, erneuerbare Energien sicher zu integrieren, Speichersysteme und Ladeinfrastrukturen einzubinden und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Die Idee ist neben der Untersuchung zellulärer Netze auch RI zu verknüpfen und für die Projektpartner wechselseitig zugänglich zu machen. Die gemeinsame RI ermöglicht die virtuelle Zusammenführung vorhandener RI an den unterschiedlichen Universitäten zu einem einheitlichen, fernzugänglichen Laborbetrieb. Energiemanagementsysteme für Erzeugung, Speicherung und flexible Verbraucher sollen entwickelt werden, während eine sichere Datenplattform den Austausch von Energiedaten fair und transparent gestaltet. Dabei werden sowohl in Europa als auch in der Lateinamerika- und Karibik-Region (LAC) ein gemeinsamer Austausch- und eine Arbeitsplattform aufgebaut, wodurch die entwickelten Methoden, Werkzeuge und Erkenntnisse getestet und validiert werden können.

Ziel der Arbeit ist es, das zellulare Modell auf einen Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Teststand zu übertragen, um reale Bedingungen in Echtzeit zu testen und Unterschiede zur Simulation zu identifizieren. Dabei werden Netzentwicklungsplan-Szenarien (NEP) untersucht, darunter das Referenzszenario 2024 sowie Zukunftsszenarien für 2037b und 2045b.

## **2 Methodik**

### **2.1 Zellulare Energienetze**

Grundlage des Modells ist der zellulare Ansatz. Dieser besagt, dass das elektrische Netz aus mehreren Energiezellen besteht, die aufeinander aufbauen und miteinander interagieren können. Jede dieser Zellen stellt eine funktionale Einheit dar, in der Erzeugung und Bedarf ausgeglichen werden sollen. Zudem soll dieser Ausgleich auch zwischen den verschiedenen Zellen erfolgen, um eine stabile und effiziente Energieversorgung sicherzustellen. Dabei wird angenommen, dass die einzelnen Zellen unterschiedliche Energieformen integrieren können, wodurch eine flexible und adaptive Netzsteuerung ermöglicht wird [2].

Im Rahmen dieses Modells umfasst die Zellebene 5, als unterste Ebene, den Netzanschluss an die Niederspannungsebene. Diese Ebene beinhaltet beispielsweise private Haushalte und

PV-Anlagen, die Sonnenenergie in elektrische Energie umwandeln, Ladestationen für EFZ sowie WP, die Wärme aus der Umwelt nutzen. Diese Komponenten sind direkt mit dem Niederspannungsnetz verbunden und stellen somit die unterste Stufe der dezentralen Energieerzeugung dar [2].

Auf der Zellebene 4, welche das Niederspannungsnetz umfasst, können sich mehrere Zellen der Ebene 5 befinden. Hier sind verschiedene Niederspannungszellen miteinander verbunden, um den Austausch von Energie zwischen den einzelnen Komponenten zu ermöglichen. Dazu gehören beispielsweise Blockheizkraftwerke (BHKW) oder leistungsstarke Ladeinfrastruktur für EFZ [2]. Höher im Hierarchiemodell liegt die Zellebene 3, welche die Mittelspannungsebene umfasst. Hier sind mehrere Zellen der Ebene 4 miteinander verbunden und es bestehen weitere Mittelspannungsanschlüsse zu industriellen Anlagen oder Solarparks. Die Zellebene 2 beinhaltet die Hochspannungsanschlüsse. Hier sind mehrere Mittelspannungszellen miteinander verknüpft, um eine stabile Übertragung großer Energiemengen über weite Strecken zu gewährleisten. Schließlich bildet die Zellebene 1 das Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene, das den Transport von elektrischer Energie zwischen verschiedenen Regionen ermöglicht [2]. Der Aufbau der einzelnen Zellebenen ist beispielhaft in Abbildung 1 dargestellt.

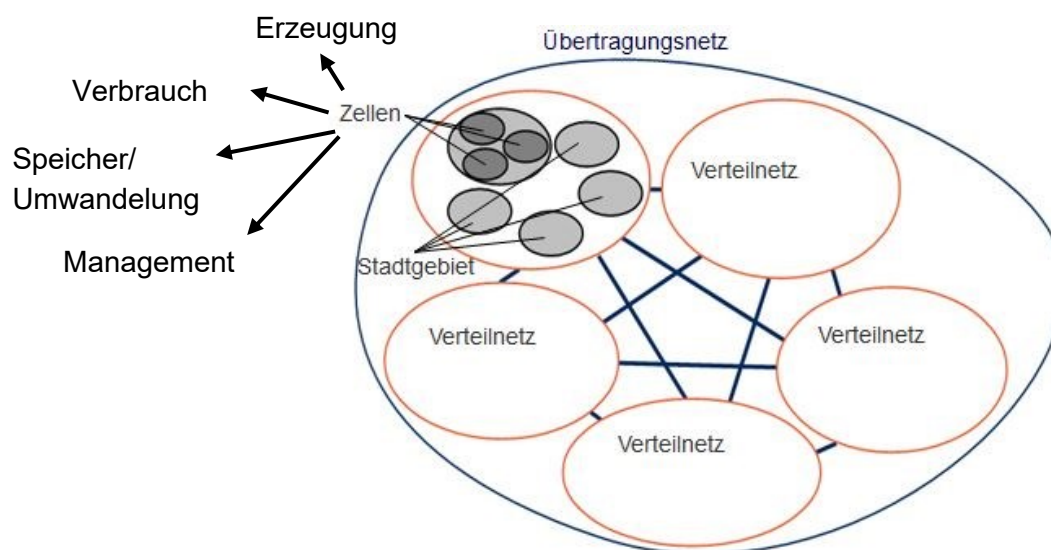


Abbildung 1: Aufbau zellulärer Netzebenen

In dieser Arbeit wird ein Modell eines Niederspannungsnetzes betrachtet, also Zellebene 4 und Zellebene 5. Es wird untersucht, wie sich dieses innerhalb der Zellebene verhält.

## 2.2 Netzentwicklungsplan Strom

Um den Herausforderungen der Energiewende und dem damit einhergehenden veränderten Strombedarf gerecht zu werden, haben die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland einen Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans (NEP) erstellt [4]. Dieser soll auch in Zukunft eine sichere und zuverlässige Stromversorgung gewährleisten. Um dies zu erreichen, werden dort die dafür erforderlichen Maßnahmen für das Übertragungsnetz ermittelt. Der NEP soll eine Bandbreite der wahrscheinlichsten Entwicklungen im Rahmen der gesetzlichen, Klima- und energiepolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung aufzeigen. Enthalten sind unter anderem Annahmen zur Erzeugung, Versorgung und Nutzung von

elektrischer Energie. Im Szenariorahmenentwurf sind drei Szenarien A, B und C enthalten. Diese sind für 2037 und für 2045 hinterlegt. Dabei soll das gesetzlich festgelegte Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht werden [4].

In dieser Arbeit wird das Szenario B betrachtet. Szenario B weist einerseits die größte Realitätsnähe auf und erfüllt andererseits die gesetzlichen Zielvorgaben. In diesem Szenario wird der gesetzlich vorgeschriebene Ausbaupfad der erneuerbaren Energien erreicht, der Bruttostromverbrauch liegt auf einem mittleren Niveau zwischen Szenario A und C. Umfangreiche Importe sind nicht vorgesehen. Damit stellt Szenario B einen Mittelweg dar und repräsentiert die mögliche zukünftige Entwicklung des Netzes in angemessenem Maß.

Tabelle 1: Anzahl der Komponenten im Szenario B

Jahr	Last	PV-Anlagen		Batteriespeicher		Ladestationen für EFZ	WP
	Leistung [kW]	Anzahl	Leistung [kWp]	Anzahl	Kapazität [kWh]	Anzahl	Anzahl
2024	560,16	62	149,4	19	65,49	6	5
	-146,8	+34	+344,6	+60	+335,22	+51	+26
2037	413,36	96	494	79	400,71	57	31
	-29,94	+13	+65,9	+16	+93,24	+19	+25
2045	383,42	109	559,9	95	493,95	76	56

Jedes Szenario beinhaltet drei Jahre: 2024, 2037 und 2045. Für jedes Jahr sind 111 Lasten der Haushalte bzw. Unternehmen hinterlegt. Die Anzahl der PV-Anlagen, Batteriespeicher, Ladestationen für EFZ und WP variiert von Jahr zu Jahr. In Tabelle 1 ist aufgeführt, welche Komponenten in welcher Anzahl pro Jahr vorhanden sind (nach [5]). Die Änderungen sind jeweils in grün dargestellt.

Wie die Aufstellung zeigt, ist die Anzahl der Komponenten im Jahr 2024 vergleichsweise gering. Dieser geringe Ausgangswert spiegelt den aktuellen Entwicklungsstand wider. In den zukünftigen Szenarien 2037 und 2045 wird davon ausgegangen, dass die Elektrifizierung und der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranschreiten.

### 2.3 Teststand

Um das Verhalten elektrischer Netze unter realistischen Bedingungen zu simulieren und zu testen wird ein PHIL-Teststand im Labor genutzt. Dieser Teststand besteht aus mehreren Komponenten, die zusammenarbeiten, um eine präzise Nachbildung der tatsächlichen Netzverhältnisse zu ermöglichen. Ziel ist es, verschiedene Szenarien zu analysieren und Optimierungspotenziale zu identifizieren [5]. In Abbildung 2 ist der Aufbau des PHIL Teststandes mit allen wesentlichen Komponenten abgebildet. Dazu gehört der Opal-RT Echtzeitsimulator, eine Quelle-Senke-Kombination, eine PV-Anlage, eine Ladestation für EFZ und ein Batteriespeicher. Der Teststand ermöglicht es, kritische Knotenpunkte des elektrischen Netzes nachzubilden, um daran den Bedarf sowie die Erzeugung von Leistung analysieren zu können. Ein Knotenpunkt kann beispielsweise eine wichtige Schnittstelle im Verteilnetz sein, an der verschiedene Energiequellen und -verbraucher zusammenkommen. Zugleich werden die übrigen Netzkomponenten in dem Echtzeitsimulator simuliert.

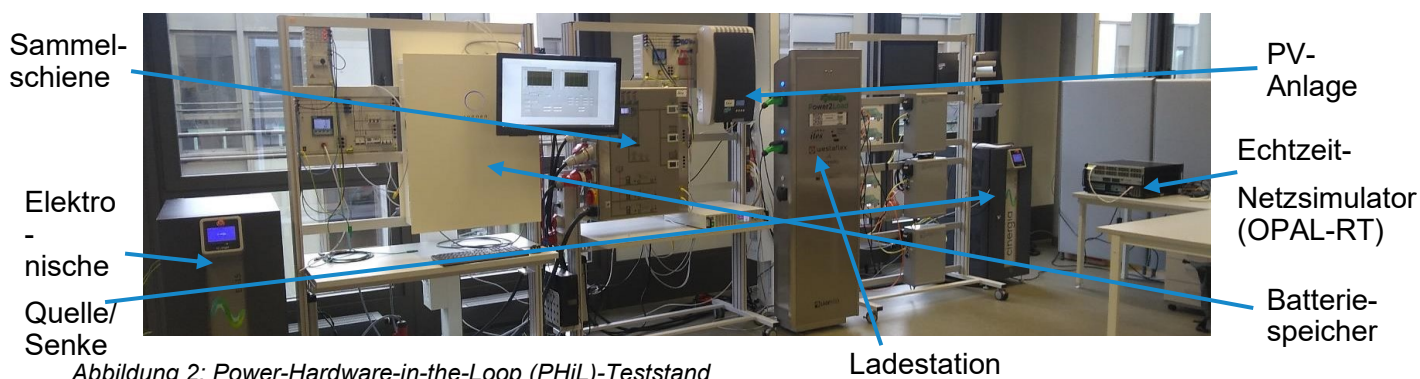


Abbildung 2: Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Teststand

Um den Niederspannungsstrang darzustellen sind mehrere Elemente eingebaut, die auch in realen Niederspannungssträngen vorhanden sein können. So wird der Knotenpunkt mit einem Grid-Emulator zur Simulation des vorgelagerten Netzes und einer AC-Last ausgestattet, die das Verhalten verschiedener Verbraucher nachbildet. Zusätzlich sind Ladestationen für EFZ vorhanden, welche die Ladeprozesse moderner EFZ simulieren. Weiterhin ist eine PV-Anlage integriert. Diese Anlage wird durch eine DC-Quelle mit Wechselrichter simuliert [6]. Die Leistung des Batteriespeichers, des EFZ und der WP werden in der AC-Last zusammengefasst. Der Batteriespeicher im Teststand wird hier nicht verwendet und eine externe WP ist vorerst nicht integriert. Der gesamte Teststand ist an eine Sammelschiene angeschlossen [6].

Die Steuerung des gesamten PHIL-Teststandes und die Simulation des restlichen Netzes erfolgt über einen Echtzeitsimulator. Dieses System sorgt dafür, dass alle Komponenten synchronisiert arbeiten und Echtzeitdaten verarbeitet werden können. Die Kommunikation zwischen dem Echtzeitsimulator und den angeschlossenen Komponenten wird mittels ModbusTCP realisiert. Die Kommunikationsverbindungen sind in Abbildung 3 dargestellt.

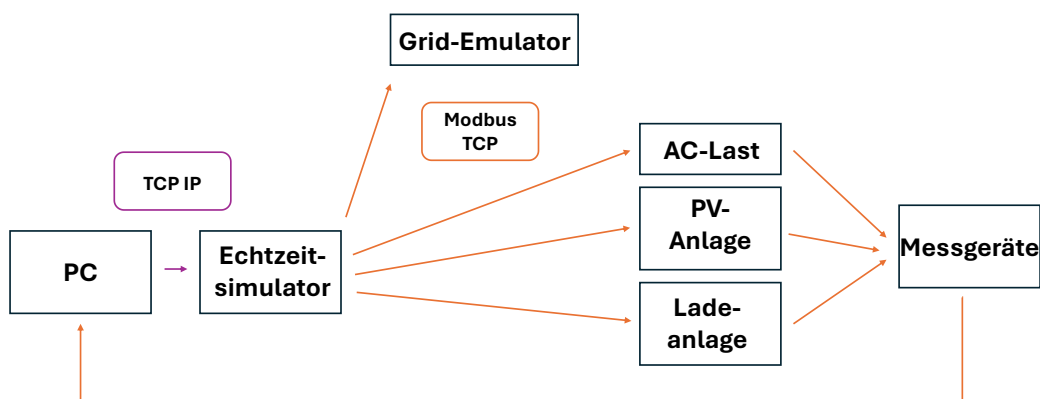


Abbildung 3: Kommunikation der Komponenten

### 3 Ergebnisse

Untersucht werden einige Knotenpunkte des Netzes, welche in Abbildung 4 dargestellt sind. Dort sind die Messpunkte (MP) rot eingekreist und mit roten Zahlen nummeriert.

Die erste Messung wird direkt am Transformator durchgeführt, um die Gesamtleistung des Netzes zu untersuchen. Hier kann das Netz auf Überlastung des Transformators untersucht werden. Die Messpunkte 2-8 stellen die Leistungen der einzelnen Niederspannungsstränge dar. An diesen Punkten können mögliche Überlastungen der Stränge aufgedeckt werden. Die neunte Messung wird an Strang 7 durchgeführt, da dieser die meisten Haushalte enthält und somit damit zu rechnen ist, dass dieser auch den höchsten Leistungsbedarf hat. Dort wird der Knotenpunkt ausgewählt, der die größte Entfernung zum Transformator aufweist. So kann überprüft werden, ob die zulässigen Spannungsgrenzen eingehalten werden.

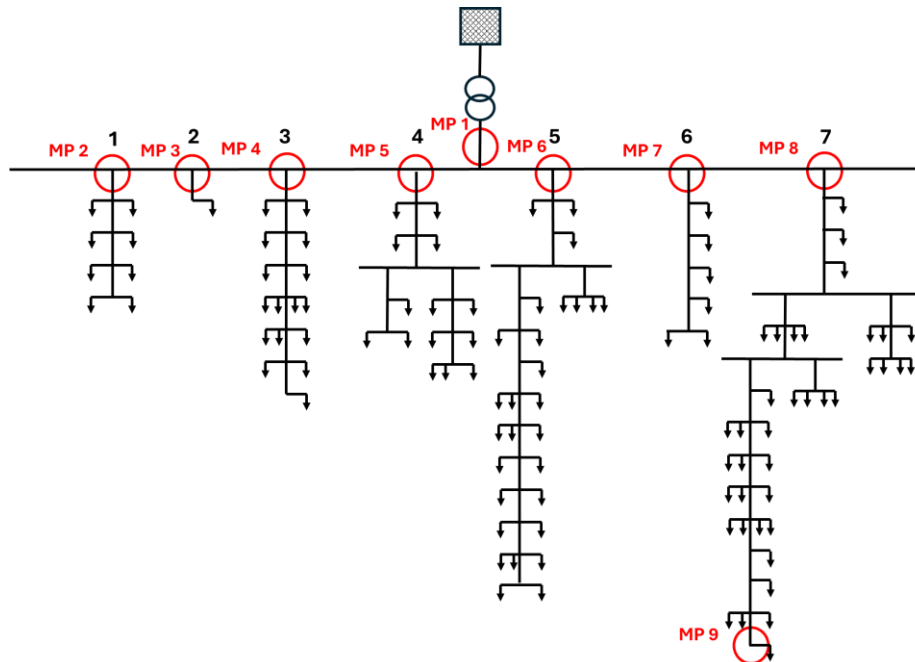


Abbildung 4: Messpunkte

### 3.1 Vergleich Teststand und Simulation

Um die möglichen Unterschiede zwischen der Simulation und dem Teststand bei den Betrachtungen berücksichtigen zu können, werden diese untersucht. Zum Vergleichen der

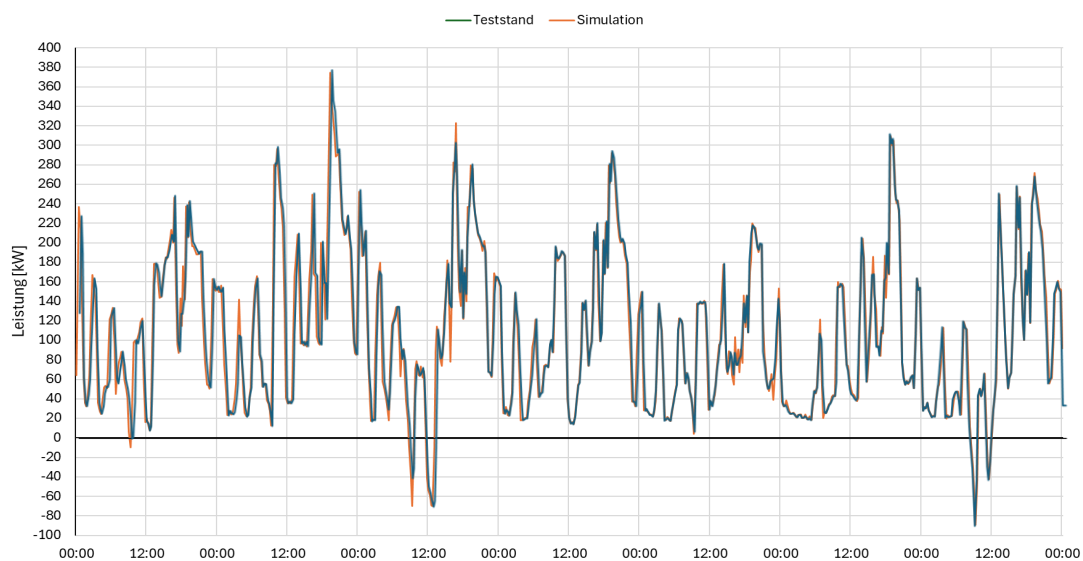


Abbildung 5 Vergleich Teststand und Simulation

Messwerte werden Messdaten an MP 1 – am Transformator – aufgenommen. Hier wird Kalenderwoche 1 simuliert, da der Verlauf der Leistung für diese Betrachtung nicht relevant ist.

Dort ist zu sehen, dass der Leistungsbedarf am Teststand zu einigen Zeiten sehr ähnlich zu der Simulation ist. Die Werte sind allerdings nicht identisch, da an der AC-Last Leistungsverluste auftreten, die im Modell nicht berücksichtigt werden. Zudem können leichte Abweichungen durch die Messgenauigkeit des Messgerätes von 1 % auftreten. Einige Spitzen fallen deutlich geringer aus als in der Simulation. Auffällig ist, dass die Unterschiede bei schnell und stark ansteigender oder abfallender Leistung auftreten.

### 3.2 Analyse Teststand: Leistung am Transformator

MP 1 am Transformator wird aufgenommen, um diesen auf Überlastungen zu untersuchen. Die Ergebnisse sind im Per-Unit-System dargestellt. Bezogen sind die Werte auf die Nennleistung des Transformators von 400 kVA. Dabei stellt jeweils der blaue Graph die Leistung am Transformator im Jahr 2024, der rote die Leistung im Jahr 2037 und der gelbe die Leistung im Jahr 2047 dar.

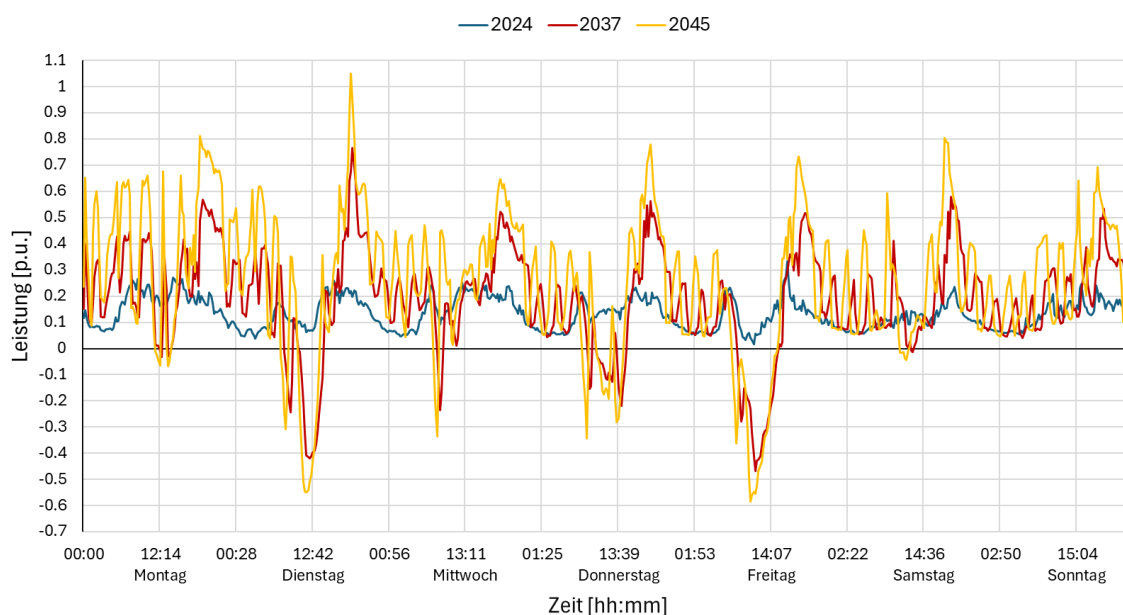


Abbildung 6: Leistung am Transformator, Winter, Kalenderwoche KW 1

Abbildung 6 stellt den Leistungsbedarf über eine Winterwoche dar. Allen Verläufen ist gemeinsam, dass zur Mittags-/Nachmittagszeit typische hohe Leistungen, sowohl hinsichtlich Bedarf als auch Einspeisung, auftreten und nachts lediglich ein geringer Bedarf vorhanden ist.

Für das Szenario 2037 sind deutlich mehr Lasten prognostiziert als 2024 vorhanden waren. Die Anzahl der Ladestationen für EFZ hat sich um 51 und die der WP um 26 erhöht. Der Spitzenwert der Leistung befindet sich Dienstagabend um 19:20 Uhr und beträgt 0,77 p.u. Der Leistungsbedarf ist 2037 auch in der Nacht höher als 2024 und es sind starke Schwankungen erkennbar. Die Einspeisungen treten gegen Mittag/Nachmittag auf. Die größte Einspeisung liegt bei 0,47 p.u. am Freitag um 11:34 Uhr. Auch haben die WP einen periodischen und hohen Leistungsbedarf, was den sprunghaften Verlauf erklärt.

2045 ist der Verlauf ähnlich zu 2037. Allerdings sind sowohl die Peaks des Bedarfs als auch die der Einspeisung höher. Der größte Bedarf tritt mit 1,05 p.u am Dienstagabend um 18:49 Uhr auf. Dieser Wert ist höher als die Nennleistung des Transformators, dieser wird somit überlastet. Der höchste Wert der Einspeisung beträgt hier 0,59 p.u. am Freitag um 10:48 Uhr. Da der Bedarf und die Einspeisung im Sommer durch die volatile Energieerzeugung höher sein können, sind diese in Abbildung 7 dargestellt.

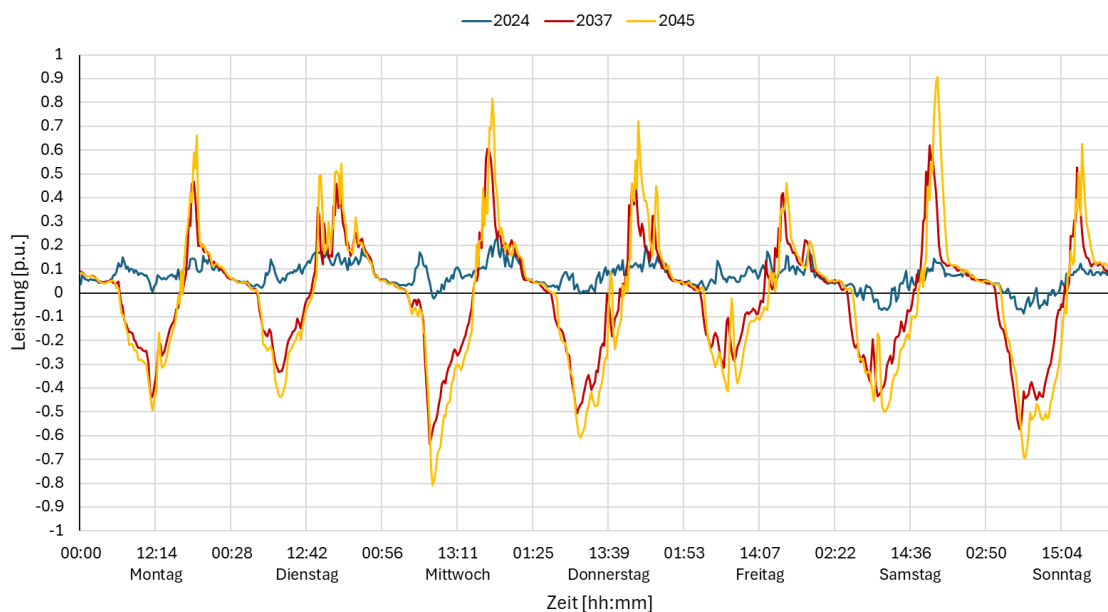


Abbildung 7: Leistung am Transformator, Sommer, Kalenderwoche KW 27

In Abbildung 7 ist zu sehen, dass der Leistungsbedarf 2024 im Sommer geringer ist als im Winter. Der höchste Bedarf tritt am Mittwoch um 17:46 Uhr auf und beträgt 0,23 p.u. Anders als im Winter ist erkennbar, dass hier bereits 2024 geringe Einspeiseüberschüsse vorhanden sind. 2037 sind sowohl die Lastspitzen als auch die Einspeisespitzen deutlich höher. Der maximale Bedarf liegt Samstagabend um 16:38 Uhr mit 0,62 p.u. vor und die maximale Einspeiseleistung Mittwochmorgen um 7:34 Uhr mit 0,64 p.u. Daran ist die hohe Leistung der PV-Anlagen erkennbar. Genau wie im Winter ist auch im Sommer der Leistungsverlauf 2045 ähnlich zu dem von 2037, weist allerdings höhere Leistungsspitzen in beide Richtungen auf. Der maximale Wert des Bedarfs liegt hier bei 0,91 p.u. und tritt am Samstagabend um 17:55 Uhr auf. Dieser Wert liegt nur knapp unter der Nennleistung. Der maximale Wert der Einspeisung liegt Mittwochvormittag um 8:05 Uhr bei 0,81 p.u. vor.

### 3.3 Analyse Teststand: Einhaltung des Spannungsbandes

Die Überprüfung der Einhaltung des Spannungsbandes wird mittels Spannungsmessung am kritischen Knotenpunkt (MP9) durchgeführt. Diese Messwerte werden der Simulation entnommen. Da im Sommer die Erzeugungs- und Bedarfsspitzen am höchsten sind, wird nur die Sommerwoche betrachtet. Der Spannungsverlauf über die drei untersuchten Jahre im Sommer ist in Abbildung 8 dargestellt. Messwerte sind im Per-Unit-System dargestellt, bezogen auf die Nennspannung von 400 V.

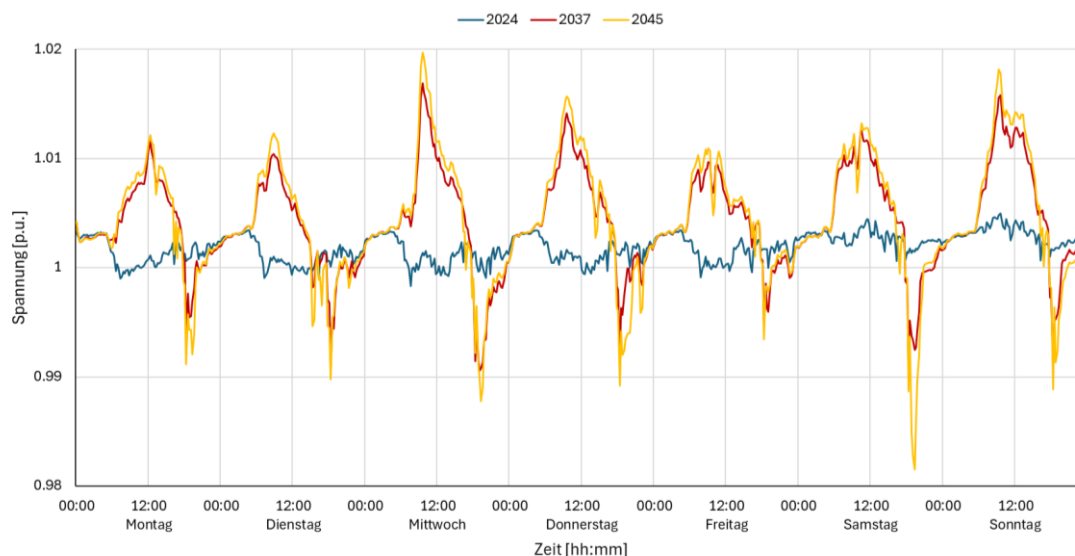


Abbildung 8: Spannungsverlauf für 2024, 2037 und 2045, Sommer

Die Werte befinden sich innerhalb des zulässigen Spannungsbandes [7], weisen allerdings starke Schwankungen um den Nennwert auf. Sowohl in Richtung der oberen als auch der unteren Grenze des Spannungsbandes sind hohe Spitzen vorhanden. Der höchste Wert tritt im Jahr 2045 mit 1,020 p.u. bzw. 408 V und der niedrigste mit 0,982 p.u. bzw. 392,8 V auf. Diese Schwankungen lassen sich mit dem höheren Anteil erneuerbarer Energien begründen. Peaks in Richtung der oberen Spannungsgrenze lassen sich auf eine erhöhte Erzeugung durch erneuerbare Energieanlagen zurückführen, während Peaks in die entgegengesetzte Richtung durch einen Anstieg der Last begründet sind.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde ein PHIL-Teststand verwendet, um Analysen eines Netzmodells in möglichen Zukunftsszenarien durchzuführen. Das Modell beinhaltet die Lasten der Haushalte, den Leistungsbedarf durch Ladestationen für EFZ, PV-Anlagen, Batteriespeicher und WP.

Zur Untersuchung möglicher Überlastungen und Spannungsbandsverletzungen werden jeweils für eine Sommer- und eine Winterwoche Messungen direkt am Transformator und am kritischen Netzknoten durchgeführt. Für die Analyse der Leistungen am Transformator (Zellebene 4) ergibt sich, dass dieser im Winter 2045 überlastet wird. In Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird hier ein Netzausbau erforderlich. Darüber hinaus stellt die Rückspeisung der Wirkleistung durch PV-Anlagen in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz eine Herausforderung dar, da sie eine Spannungsanhebung verursachen kann, welche die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen gefährdet. Durch diese Rückspeisung ist nicht nur die betrachtete Zelle im Ungleichgewicht, sondern auch die nächsthöhere Zellebene (Zellebene 3) muss die überschüssige Leistung auf der Mittelspannungsebene ausgleichen.

Für die Untersuchung der Spannung ergibt sich, dass die Abweichungen von der Nennspannung an den kritischen Strängen (Zellebene 4) im Sommer deutlich sichtbar sind. Diese liegen bei ca. 0,02 p.u. in beide Richtungen, befinden sich jedoch weiterhin im zulässigen Spannungsband, welches eine Abweichung von 0,1 p.u. zulässt.

Die Untersuchungen der Szenarien ergeben, dass der 400 kVA Transformator in Hinblick auf die Entwicklung des Netzes bis 2045 überlastet ist. Für den autarken Ausgleich der Zellebenen fehlen in der Niederspannung Speichermöglichkeiten, um ungünstige Erzeugungs- und Lastsituationen auszugleichen. Die Kabel (NAYY240) des Netzes sind für die gemäß Simulation höchste auftretende Strombelastung ausgelegt und auch für die Betrachtungen im Jahr 2045 ausreichend.

Die vorliegende Arbeit liefert eine Grundlage für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Die Simulation am Teststand lässt sich optimieren, indem die Komponenten an diesem weiter ausgebaut und verbessert werden. Dazu wird eine Simulation eines EFZ benötigt, die in den Ladestationen hinterlegt werden kann. Zudem kann die Simulation des Batteriespeichers am Teststand integriert werden. Denkbar wäre auch die Erweiterung des Teststandes um eine WP. Zugleich kann untersucht werden, inwiefern ein Managementsystem die einzelnen Netzzellen koordinieren kann, um somit den Netzausbau zeitlich verzögern.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] Statistisches Bundesamt, „Bruttostromerzeugung in Deutschland,“ 7 März 2024. [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>. [Zugriff am 19 Juni 2025].
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Zellulares Energiesystem*, Frankfurt am Main, 2019.
- [3] Hochschule Bielefeld, IRI4SGC - Interoperable Research Infrastructure for Managing Sustainable Grid Cells, <https://www.hsbi.de/forschung/forschungsprojekte/aktuelle-projekte-fb-3/haubrock-iri4sgc>, 2023.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025*, 2024.
- [5] L. Quakernack, T. Engelmann und J. Haubrock, *Modeling distribution grids of the future: Importance of the scenario frameworks for the grid development plan in low voltage grids*, Bielefeld.
- [6] F. Annen, K. Kröger, M. Kelker, K. Schulte und J. Haubrock, „Aufbau eines HIL Teststandes zur Validierung von Algorithmen zur Steuerung von Smart Micro Grids,“ in *17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria*, Bielefeld, 2022.
- [7] *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Beuth Verlag, 2020-11.