

Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Analyse dezentraler Steuerung von flexiblen Lasten im Verteilnetz

Hakan Susar^{1*}, Veronika Barta², Stephanie Uhrig³

ISES Institut für Nachhaltige Energiesysteme
HM Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, <https://sites.hm.edu/ises/>

Kurzfassung: Angesichts der zunehmenden Elektrifizierung und der damit verbundenen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen ist es wichtig, die Netzstabilität weiterhin zu gewährleisten. Dazu werden die Stromnetze ausgebaut und verstärkt. Ein zusätzliches Mittel zur Entlastung des Verteilnetzes ist die Steuerung flexibler Lasten. In Deutschland bilden § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes sowie die präzisierten Festlegungen der Bundesnetzagentur eine Leitlinie zur Steuerung flexibler Verbraucher. Neben dem bestehenden zentralen Steuerungskonzept wurde ein dezentraler, autarker Ansatz entwickelt und in einem Feldversuch erprobt. Um die Auswirkungen der dezentralen Steuerung flexibler Lasten auf das Verteilnetz und den Endverbraucher eingehender analysieren zu können, wird eine Simulationsumgebung entwickelt. Sie ermöglicht es, verschiedene Parametersätze des Algorithmus und Ausbauszenarien, sowie insbesondere deren Rückkopplungen mit dem Netz zu untersuchen. Dazu wird basierend auf der Open-Source Bibliothek pandapower der Algorithmus zur netzorientierten Steuerung in einem eigenen Controller in der Zeitreihensimulation integriert. Mit Hilfe der geschaffenen Simulationsumgebung wurde ein konkreter Netzstrang simuliert und die Ergebnisse ausgewertet.

Keywords: Verteilnetz, Simulation, pandapower, Flexible Lasten

1 Einleitung

Die Treibhausgasemissionsziele und der Wunsch nach Unabhängigkeit von Brennstoffimporten, sind die Haupttreiber für die heutigen energiepolitischen Entscheidungen. Die deutsche Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 mindestens 80 % des Bruttostroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen [1]. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden in Deutschland in den letzten Jahren zahlreiche Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energien gefördert. Nach Angaben des statistischen Bundesamtes ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland seit 1990 kontinuierlich gestiegen und lag im Jahr 2022 bei rund 44 % [2]. Die Umstellung der Stromerzeugung von großen, zentralen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger auf zumeist volatile, dezentrale erneuerbare Energien bringt eine Vielzahl von Herausforderungen mit sich. In der Vergangenheit wurde Strom in zentralisierten, regelbaren Kraftwerken erzeugt und über das

¹ hakan.susar@hm.edu

² veronika.barta@hm.edu

³ stephanie.uhrig@hm.edu

Übertragungsnetz in das Verteilnetz transportiert. Durch die planbare Regelung der Anlagen und dynamisch einsetzbare Kraftwerke, folgt die Erzeugung dem Verbrauch. Stromnetze mit einer zunehmenden Anzahl von volatilen, erneuerbaren Energieerzeugern auf den unteren Netzebenen, die nur begrenzt gesteuert werden können, erfordern einen flexibleren Netzbetrieb. Zu einem sicheren Netzbetrieb, der das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch voraussetzt, sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) gesetzlich verpflichtet [3]. Die zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor bringt, neben einer erhöhten Netzbelastung, auch mehr Flexibilität mit sich [4]. Die Flexibilität zeichnet sich durch eine mögliche zeitliche Verschiebung des Leistungsbezugs aus. Nach dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 14a darf der VNB steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) netzorientiert steuern. SteuVE, also flexible Lasten, sind nach § 14a EnWG unter anderem Wärmepumpen sowie private Ladestationen für Elektrofahrzeuge. [3]

Diese netzorientierte Steuerung soll im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende mit Hilfe intelligenter Messsysteme und Steuerboxen über einen zentralen Ansatz realisiert werden [5]. Eine andere Vorgehensweise ist eine autark arbeitende, dezentrale Steuerung. Hierzu gab es vielversprechende Ergebnisse im Projekt FLAIR² (Flexible Anlagen intelligent regeln 2), in dem im Rahmen eines Feldversuchs rund 70 Steuermodule in Privathaushalten installiert wurden. [6], [7] In dieser Arbeit wird das FLAIR-Konzept einer dezentralen, netzorientierten Steuerung simulativ umgesetzt. Fokus dieses Beitrags ist die Implementierung der lokal agierenden Steuerung in eine Simulationsumgebung, sowie die Untersuchung der Funktionsweise und Rückkopplungen zum Stromnetz mit variierenden Parametersätzen anhand eines konkreten Netzstranges aus dem Feldversuch.

2 Konzept der dezentralen Steuerung

Das bereits entwickelte und im Feldversuch getestete FLAIR-Konzept im Normalfall einen autarken Betrieb vor. [6] Über lokal am Hausanschluss erfasste Messdaten, wird der lokale Netzzustand abgeschätzt. Eine Steuerbox misst hierfür minütlich die dreiphasige Spannung, klassifiziert basierend auf den aktuellen und historischen Daten den derzeitigen Netzzustand und leitet daraus einen Steuerbefehl für angeschlossene SteuVE ab. Eine direkte Kommunikationsverbindung zu einer zentralen Stelle oder anderen Komponenten ist nicht notwendig. Dadurch kann das Konzept auch bei Ausfall der Mobilfunkverbindung agieren und einfach umgesetzt werden. Ist ein intelligentes Messsystem und Kommunikation vorhanden, kann die Steuerbox, wie derzeit regulatorisch vorgesehen, auch von dem Netzbetreiber angesteuert werden. Im Falle einer Störung greift FLAIR auf der Fallback-Ebene.

Abbildung 1 zeigt einen im Feldtest verwendeten Prototypen eines FLAIR-Moduls mit den Messeingängen sowie den Schnittstellen zur



Abbildung 1: Prototyp des FLAIR-Moduls

Ansteuerung der SteuVE. Im Rahmen des Feldversuchs wurden die steuerbaren Verbraucher von der Schaltuhr auf ein Relais des FLAIR-Moduls umverdrahtet, über das das Steuersignal den SteuVE freigegeben und gedimmt hat. Das Konzept basiert auf der grundlegenden Annahme, dass durch dezentrale Einspeisung beispielsweise von Photovoltaik (PV)-Anlagen die Spannung sich lokal erhöht, im Vergleich zu den historischen Werten. Wird hingegen in einem Moment viel Leistung entnommen, sinkt die Spannung im Mittel ab, was auf ein Energiedefizit deuten kann. Nach diesem Prinzip klassifiziert ein Algorithmus den aktuellen, lokalen Netzzustand in die Zonen Grün, Gelb, Orange und Rot. Der Normalzustand ist die grüne Zone, in der alle Verbraucher freigegeben sind und je nach Bedarf Leistung beziehen können. Je kritischer der Netzzustand eingeschätzt wird, desto stärkere Maßnahmen auf die SteuVE werden ergriffen. Sinkt die Spannung unter einen errechneten Schwellenwert, wird der zuvor freigegebene Verbraucher entsprechend verschiedener Vorgaben gedimmt. Diese Vorgaben ergeben sich aus Verträgen der Netzbetreiber mit ihren Endkunden, Angaben der Hersteller der SteuVE zur Häufigkeit einer Steuerung sowie regulatorischen Bedingungen. [8] [9]

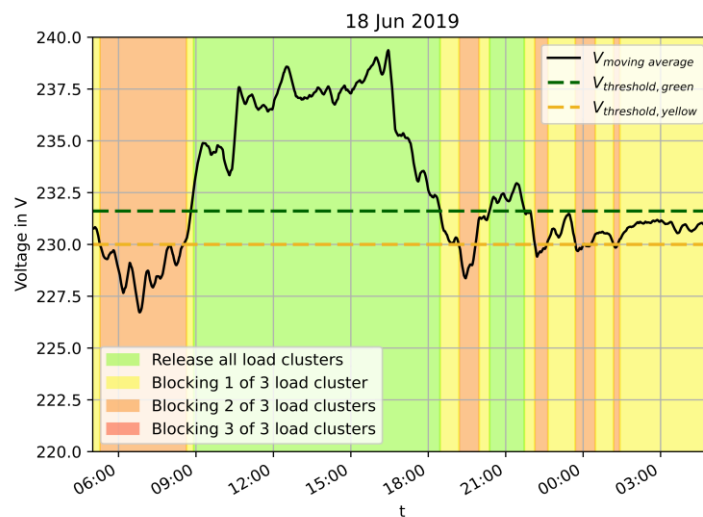


Abbildung 2: Beispielhafte Zonenberechnung der dezentralen Steuerung. Quelle: [9]

Der Algorithmus arbeitet mit den Daten der letzten Tage als Grundlage. In einem parametrierbaren Intervall wird für jeden Zonenwechsel ein eigener Schwellenwert ermittelt, wie für einen Beispieltag in Abbildung 2 dargestellt ist. Der gleitende Mittelwert der aktuellen Spannungswerte wird mit den Schwellenwerten verglichen, um den Netzzustand zu bestimmen. Die Berechnung der Spannungsschwellenwerte wird über mehrere Parameter eingestellt. Die Parameter ergeben sich durch die zuvor genannten äußeren Vorgaben.

Um das Verhalten des FLAIR-Moduls und dessen Auswirkungen qualitativ zu bewerten, wurde der Feldversuch im städtischen und ländlichen Netz durchgeführt und die resultierenden Daten analysiert worden. Im Feldversuch wurde der Algorithmus weiterentwickelt und ein finaler Parametersatz bei der aktiven Steuerung der SteuVE eingesetzt. Die Untersuchung ergab, dass der Algorithmus auf verschiedenste Netzsituationen autark reagieren kann und dass abhängig vom Netztyp und der Leistungsgröße der gesteuerten SteuVE, direkter Einfluss auf das lokale Spannungsverhalten besteht. [10] Der analysierte Datensatz ist auf Messungen der Spannungs- und Leistungswerte an den Hausanschlüssen begrenzt. Durch die beteiligten Netzbetreiber wurden zur Analyse vereinzelt Daten der Ortsnetzstationen ergänzt.

Um von konkreten Erkenntnissen aus dem Feldversuch zu allgemeinen Aussagen über die Wirkung der dezentralen Steuerung auf das lokale Niederspannungsnetz zu kommen, bedarf es umfassender Simulationen. So kann die Be- und Entlastung des Transformators bei steigender Durchdringung von Steuermodulen untersucht werden. Ein weiterer Vorteil der Simulation ist, dass die genutzten Parametersätze des Algorithmus variiert und die Auswirkungen in verschiedenen Szenarien und Netztypen analysiert werden können. Weitere Untersuchungen können somit unabhängig von Feldversuchen und realen Vorgängen im Netz durchgeführt werden.

3 Methodik

Die Simulationsumgebung soll sowohl die eigentliche Netzberechnung als auch die Analyse der Daten umfassen. Bei der Wahl der Programmiersprache wurden mehrere Faktoren berücksichtigt, darunter die Komplexität der Aufgabenstellung, die verfügbaren Bibliotheken und Tools, das Fachwissen des Teams und die geforderte Entwicklungsgeschwindigkeit. Als Programmiersprache für die Simulationsumgebung wird Python gegenüber anderen Sprachen, wie C++ oder Java, favorisiert. Einer der Hauptgründe für die Wahl von Python ist die Verfügbarkeit der pandapower-Bibliothek. Pandapower ist ein Open-Source-Tool, das für die Simulation von Energiesystemen entwickelt wurde. Es bietet eine High-Level-API für die Erstellung und Analyse von elektrischen Netzen und eignet sich daher gut für dieses Forschungsziel. [11] Die Fähigkeit, schnell zu entwickeln und zu iterieren, in Kombination mit den leistungsstarken Tools, die im Python-Umfeld verfügbar sind, bietet eine robuste und flexible Plattform für die geplanten Netzberechnungen.

3.1 Kern-Elemente aus Pandapower

Der Kern der Simulationsumgebung basiert auf pandapower. Innerhalb von pandapower gibt es mehrere Schlüsselkomponenten, die für das Verständnis der Simulationsumgebung entscheidend sind: Netzwerk, Bus, Last und Controller. Folgend werden diese Objekte der Open-Source Bibliothek erläutert. [12]

Netzwerk (Net) Das Netz in pandapower dient als übergreifende Struktur, die alle individuellen Komponenten, wie Busse, Lasten und Controller, umfasst. Es stellt das gesamte zu simulierende elektrische System dar und bietet Methoden und Funktionalitäten, um das System zu definieren, zu analysieren und zu verändern. Das Network-Objekt enthält alle Daten, die sich auf das elektrische Netz beziehen, einschließlich der topologischen Informationen, der elektrischen Parameter und des Zustands der einzelnen Komponenten. Durch Manipulation des Network-Objekts kann der Benutzer verschiedene Netzszenarien modellieren, Lastflussberechnungen durchführen und das Verhalten des Systems unter verschiedenen Bedingungen analysieren.

Bus Ein Bus in pandapower stellt einen physischen Punkt im elektrischen Netz dar, an dem elektrische Elemente wie Verbraucher, Generatoren oder Leitungen angeschlossen werden können. Busse sind die grundlegenden Bausteine des Netzes und dienen als Schnittstellen für den Energiefluss.

Load Eine Last ist in pandapower ein elektrischer Verbraucher, der an einen Bus angeschlossen wird. Der Leistungsbezug der Lasten wird in einer Zeitreihensimulation durch

Lastprofile abgebildet. Dadurch können verschiedene Verbraucher, wie der Haushaltsverbrauch, Wärmepumpen, Speicherheizungen oder Ladestationen abgebildet werden. Durch ihr Verhalten ergibt sich der Lastfluss im Netz.

Generator Die pandapower Bibliothek bietet einen spannungsabhängigen Generator und einen Static Generator mit konstanten Leistungen. Beide arbeiten im Gegensatz zur Load im Erzeugersystem. Dadurch sind alle Eingangsdaten positiv für Einspeisung durch einen Generator bzw. Verbrauch bei einer Load.

Controller Der Controller in pandapower ist ein algorithmisches Element, das in der Lage ist, andere Netzelemente wie Lasten oder Generatoren dynamisch zu steuern. Controller können so programmiert werden, dass sie auf bestimmte Netzbedingungen reagieren und entsprechende Anpassungen vornehmen. Controller sind der Kern der Simulationsumgebung, da es dadurch möglich ist, die Leistung der Verbraucher vor der nächsten Lastflussberechnung anzupassen und so die Auswirkungen des FLAIR-Moduls zu simulieren, wie im folgenden Abschnitt gezeigt wird.

3.2 Custom Controller

Abbildung 3 zeigt die Konstellation der verschiedenen Elemente in der Simulation. Das Netz besteht aus mehreren Elementen, wie einem Transformator, Leitungen und den Knoten. An jedem Knoten, also Bus, können mehrere Lasten, wie SteuVE und der ungesteuerte Haushaltsverbrauch, und Erzeuger z.B. eine Photovoltaik-Anlage angeschlossen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Controller entwickelt, der die Steuerung aller an einem Bus angeschlossenen Komponenten in der Zeitreihensimulation ermöglicht.

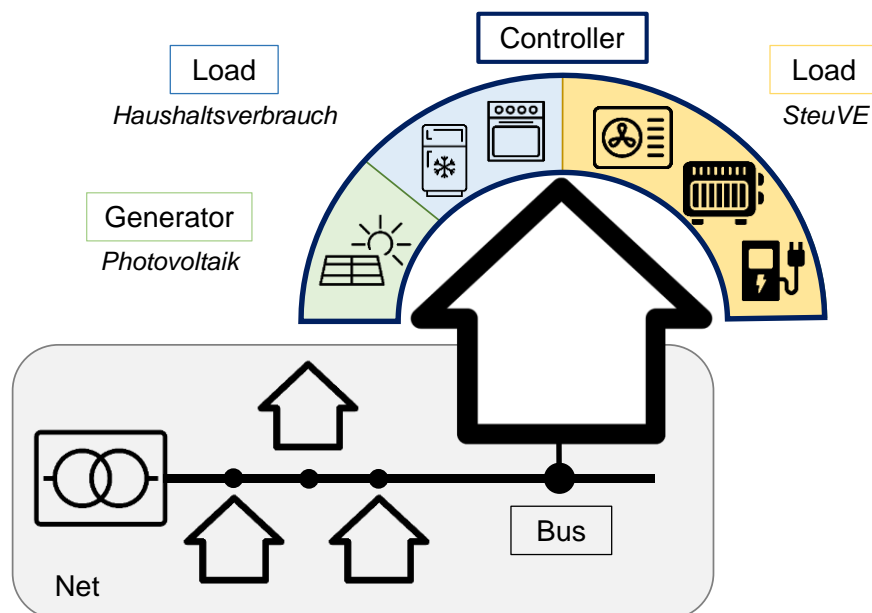


Abbildung 3: Grafische Darstellung einer möglichen Bus-, Last- und Controllerkonstellation.

Die Verhaltensweise des FLAIR-Moduls, welches typischerweise am Netzanschluss eines Hauses installiert wird, wird durch eine benutzerdefinierte Controller-Klasse dargestellt. Diese Klasse erbt eine Basis-Controller-Klasse, die die pandapower-Bibliothek bereitstellt. Die nachfolgend beschriebene Struktur der Entitätsbeziehungen ist in Abbildung 4 aufgezeichnet. Zusätzlich zum Basis-Controller verwendet die benutzerdefinierte Controller-Klasse die

sogenannte FlairAlgorithm-Klasse. In der FlairAlgorithm-Klasse ist der FLAIR-Algorithmus hinterlegt. Dort wird der gesamte Ablauf von der Schwellenwert-Berechnung bis zu dem Vergleich der aktuellen Werte und der Einschätzung des Netzzustands definiert. Durch den Aufbau in verschiedene Klassen, kann durch den Austausch des FlairAlgorithms einfach eine strukturell neue Variante implementiert werden. Die FlairAlgorithm-Klasse verwendet eine AlgorithmParameter-Klasse. Hier werden alle verwendeten Parameter definiert und auf Validität geprüft. Die meisten Parameter haben einen begrenzten Spielraum, der eingehalten werden muss, sowie Abhängigkeiten untereinander, die sich nicht widersprechen dürfen.

Der modulare Aufbau dieser Implementierung bietet mehrere Vorteile: Er erhöht die Flexibilität, vereinfacht die Wartung und fördert die Skalierbarkeit. Darüber hinaus erleichtert es die Integration und Änderung anderer Algorithmen oder Variationen der bestehenden Algorithmen.

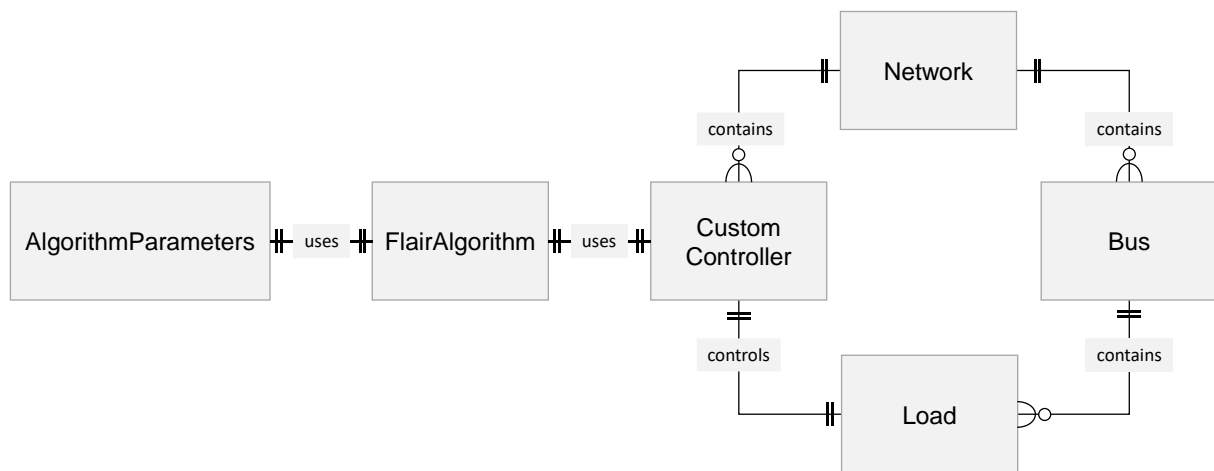


Abbildung 4: Entity-Relationship-Diagramm der Simulationsumgebung und des FlairAlgorithm.

3.3 Zeitreihensimulation

Für die Simulation werden eigens erstellte und frei verfügbare Last- und Einspeisepprofile verwendet [13], die eine sorgfältige Verwaltung und Organisation dieser Datenquellen erfordern. Als Teil dieser Organisation wurde ein spezielles Modul, der DataProcessor, entwickelt. Der DataProcessor enthält Methoden zur Vorverarbeitung, zum Laden und zur Interpolation von Daten, die einen standardisierten und flexiblen Umgang mit unterschiedlichen Datenformaten gewährleisten.

Pandapower ermöglicht es, eine Zeitreihensimulation mit zugeordneten Lastprofilen durchzuführen. Diese Simulation verarbeitet die Leistungswerte sequenziell und berechnet die resultierende Spannung an jedem Bus. Der Controller bietet die Möglichkeit, die Leistung aus dem Lastprofil zwischen der Erfassung der Leistung und der Berechnung der Spannung zu skalieren. Abbildung 5 illustriert den Ablauf der Methoden, die in der Zeitreihensimulation aufgerufen werden. Diese Methoden sind in der Controllerklasse definiert und werden für jeden Controller im Netz verwendet. Die Methode `time_step` liest für jeden Zeitschritt die entsprechende Leistung aus dem Lastprofil aus. Die Initialisierung des Controllers und der Lastflussberechnung erfolgt dann in den Methoden `initialize_control` und `initialize_powerflow`. Der vordefinierte FLAIR-Algorithmus wird in `control_step` ausgeführt. In der Methode `calculate_thresholds` werden zunächst die Schwellenwerte anhand der vergangenen

Spannungsdaten berechnet. Nach der Bestimmung des gleitenden Mittelwerts in `calculate_moving_avg` wird dieser in der Methode `calculate_zone` mit den berechneten Schwellenwerten verglichen, um die geeignete Zone und die zugehörigen Skalierungswerte zu ermitteln. Die letzte Methode `apply_zone_rules` prüft, ob die berechnete Zone mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen und den definierten Regeln, wie z.B. spezifische Einschränkungen für bestimmte Verbraucher, übereinstimmt. Die ausgelesenen Leistungswerte werden dann skaliert und für die Lastflussberechnung zur Verfügung gestellt. Die Methode `power_flow` berechnet dann die tatsächliche Spannung. In `finalize_step` speichert der Controller die berechnete Spannung, um sie in den folgenden Zeitschritten zu verwenden.

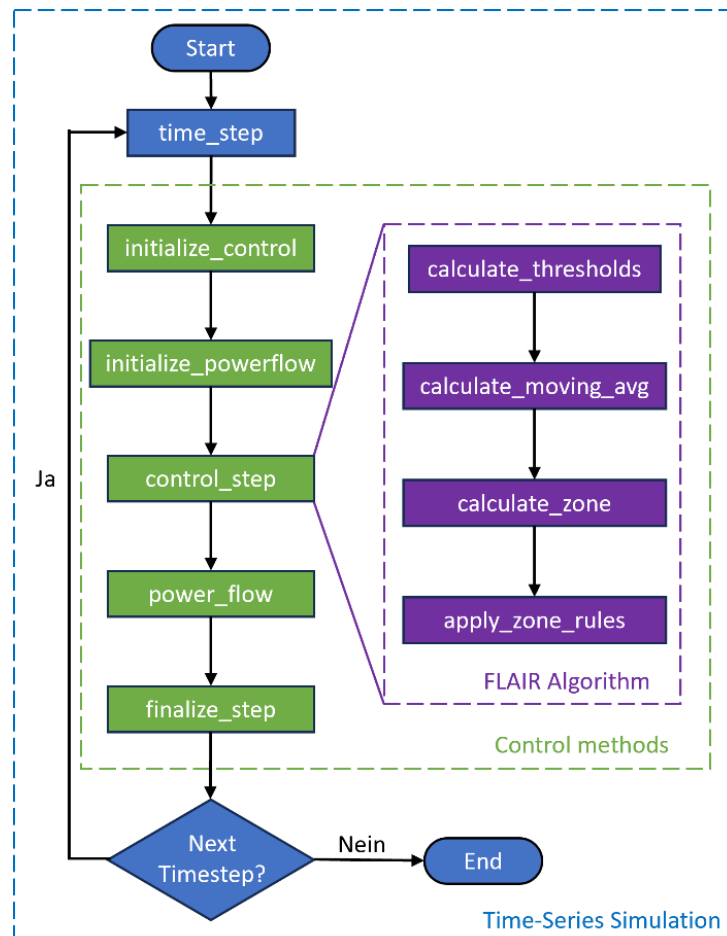


Abbildung 5: Darstellung der in der Zeitreihensimulation aufgerufenen Methoden. [basierend auf [14]]

3.4 Beispielnetz

Für die hier gezeigten beispielhaften Berechnungen wurde ein konkreter Netzstrang aus dem Feldversuch verwendet. Er befindet sich im ländlichen, stark photovoltaikgeprägten Netz. Die angeschlossenen Haushalte sind Eigenheime, bei denen eine besonders hohe Durchdringung von PV-Dachanlagen und privaten Ladepunkten angenommen werden kann. Der betrachtete Strang (Abbildung 6) ist mit bis zu 151 m Länge und sieben angeschlossenen Haushalten vergleichsweise klein, doch durch den Feldversuch sehr gut charakterisiert. Bei längeren Strängen und mehr angeschlossenen Haushalten ist ein tendenziell stärkerer Effekt der dezentralen Steuerung zu erwarten.

Die Topologie des Strangs wird für die Netzberechnungen unverändert übernommen. Die PV-Einspeiseanlagen werden nicht berücksichtigt, da keine verlässlichen Informationen über die Anschlussleistung vorliegen. Die Lastprofile der Wärmepumpen sind nicht trivial abbildbar, weshalb sie hier ebenfalls nicht berücksichtigt sind. Im ersten Schritt werden ausschließlich private Ladepunkte für Elektroautos berücksichtigt. Für eine Worst-Case-Betrachtung der zukünftigen Belastungen werden sechs der sieben Haushalte mit privaten Ladepunkten mit jeweils 11 kW simuliert, da insbesondere in Eigenheimsiedlungen wie dieser von einer besonders hohen Durchdringung von privaten Ladepunkten ausgegangen werden

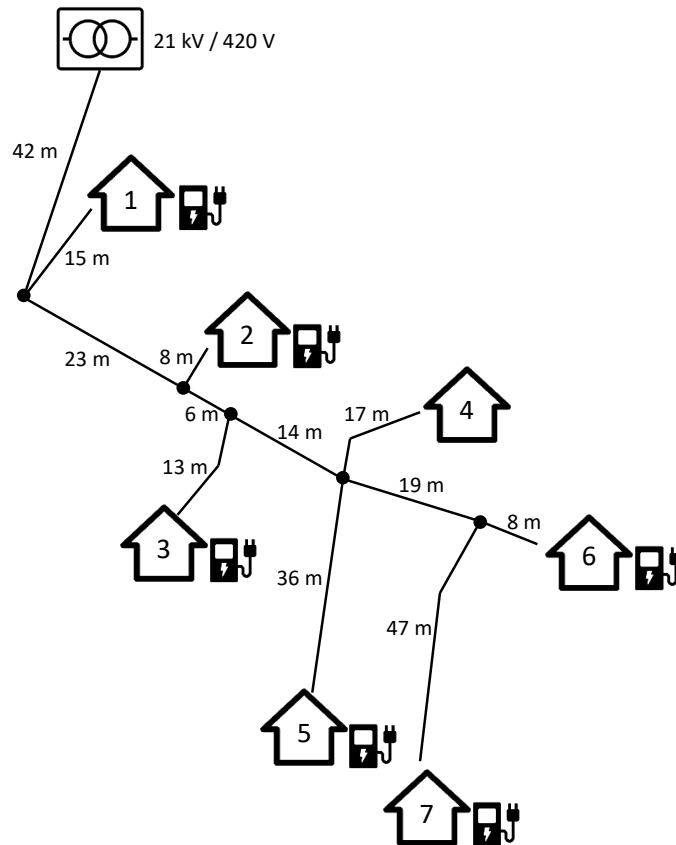


Abbildung 6: Betrachteter Strang in der Niederspannung.

kann. Untersuchungen [15], [16] haben gezeigt, dass ungesteuertes Laden mit einer sehr hohen Gleichzeitigkeit in den frühen Abendstunden geschieht. Daher wurde in der Simulation das Referenzszenario des vierstündigen ungesteuerten Ladens mit der Gleichzeitigkeit von 1 berechnet. Hierbei wird ein kontinuierlicher Bezug von 11 kW angenommen, der durch den Steuereingriff ggf. unterbrochen oder gedimmt werden kann. Neben den Ladepunkten werden repräsentative Haushaltslastprofile nach [13] verwendet, die zufällig auf die Haushalte im Netz verteilt werden und daher eine gewisse Verteilung der bezogenen Leistungen nachbilden. Die Simulation wird in Zeitschritten von 15 min durchgeführt. Die Referenzspannung wird entsprechend des realen Netzes auf der Niederspannungsseite des Transformators auf 420 V gesetzt. Die Simulationen werden unter der Annahme eines symmetrischen Netzes erstellt.

3.5 Betrachtete Szenarien

Die Simulationsergebnisse umfassen drei unterschiedliche Szenarien über einen Zeitraum von einem Monat im Winter. Sie wurden aus den bestehenden Vertragsbedingungen im betreffenden Verteilnetz abgeleitet [7].

Referenz: Ungesteuerte Lasten

Die Verbraucher beziehen ungesteuert Leistung, sobald diese angefordert wird.

Szenario 1: Steuerung der Lasten 0% / 100%

Alle vorhandenen Ladepunkte sind nur ein- und ausschaltbar, aber nicht dimmbar. Im Algorithmus werden hierfür Sperrzeiten von bis zu 6 h pro Tag für die privaten Ladepunkte

vorgesehen, wobei maximal 2 h am Stück gesperrt werden kann und die anschließende Freigabe mindestens der Länge der Sperrzeit entsprechen muss.

Szenario 2: Steuerung der Lasten 0% / 30% / 60% / 100%

In diesem Szenario sind die privaten Ladepunkte in Stufen dimmbar, d.h. der Leistungsbezug kann in vier Stufen von 100% auf 60% oder 30% bis auf 0% (aus) reduziert werden. Die Leistungsreduktion darf insgesamt nur in 14 h pro Tag greifen, wobei eine Reduzierung auf 30% maximal 6 h pro Tag erfolgen darf. Auf 0% darf nur kurativ geregelt werden, was im betrachteten Zeitraum nicht der Fall war.

Die abgeregelte Leistung wird in Szenario 1 und 2 über einen Nachholeffekt berücksichtigt, d.h. die nicht bezogene Energie wird im Rahmen der Steuerung zum nächstmöglichen Zeitpunkt nachgeholt. Dabei kann der maximale Leistungswert von in diesem Fall 11 kW nicht überschritten werden. Somit wird in Summe die gleiche Leistung bezogen und es kommt zu keiner Energieeinsparung, sondern nur zu einer Umverteilung der bezogenen Energien.

4 Simulationsergebnisse

Abbildung 7 zeigt die berechnete Spannung pro Haushalt am Netzanschlusspunkt, wobei jeder Punkt dem Ergebnis eines Zeitschritts in der Simulation entspricht. Es ist zu erkennen, dass das Spannungsband für alle drei Fälle am Transformator mit $< 1V$ am schmalsten ist und bei etwa 230 V liegt. Im Zuge des Stranges weitet sich das Spannungsband auf bis zu 3 V aus. Ferner kann festgestellt werden, dass die Spannungsbänder der einzelnen Haushalte sich für Szenario 1 und 2 nicht wesentlich von dem Referenzszenario des ungesteuerten Ladens unterscheidet. Die Verteilung der Spannungsniveaus unterscheidet sich allerdings stark.

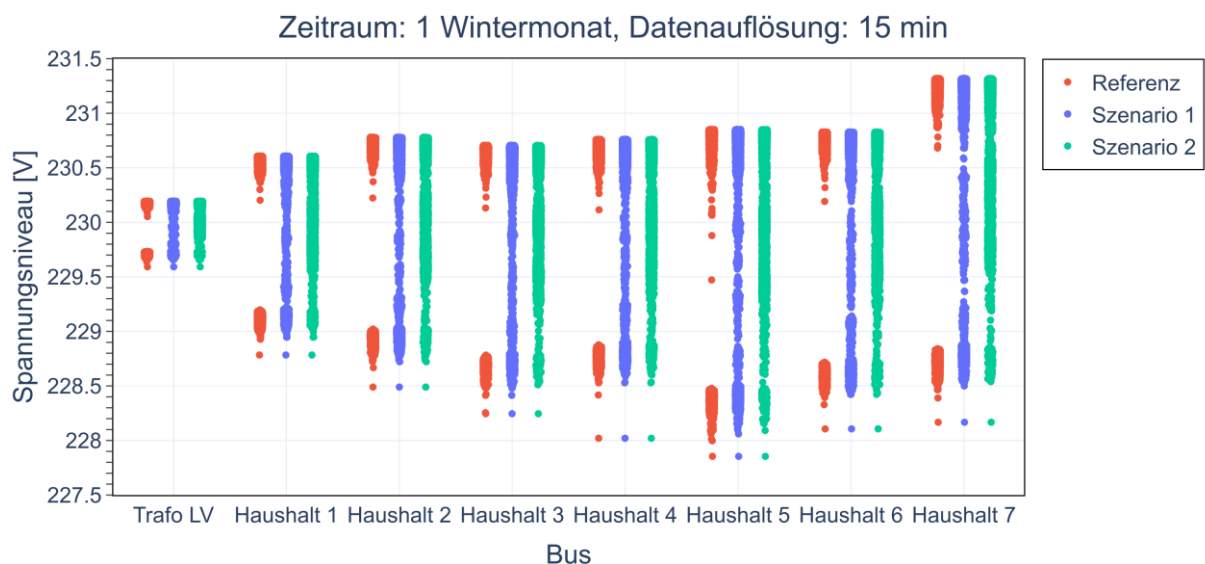


Abbildung 7: Verteilung des Spannungsniveaus für die einzelnen Haushalte für die Referenz, Szenario 1 und 2

Im Referenzszenario des ungesteuerten Ladens wird auf Grund der hohen Gleichzeitigkeit ein deutlicher Spannungsabfall von bis zu 2 V verursacht. Daher kommt es zu zwei Spannungsclustern am oberen und unteren Ende des Spannungsbandes. Durch das gesteuerte Laden kann dieser Effekt stark gemindert werden. Im Szenario 1 ist ein

kontinuierliches Spannungsband zu erkennen, welches am oberen und unteren Ende weiterhin eine stärkere Häufung der Spannungsniveaus aufweist. Die gleichmäßigste Verteilung ist in Szenario 2 zu sehen.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass das am Hausanschluss gemessene Spannungsband auch durch Steuereingriffe nicht signifikant verkleinert werden kann. Dies ist schlüssig begründbar durch den Umstand, dass die Steuerung immer nur reaktiv eingreifen kann, d.h. nach einem Absinken der Spannung. Allerdings begünstigt die in der Realität auftretende Verteilung des Ladebeginns die Steuerung insofern, als dass der Abfall der Spannung in kleineren Schritten zeitlich verteilt stattfinden wird, was die Clusterbildung am oberen und unteren Ende des Spannungsbandes tendenziell mindern sollte.

Auch wenn es nicht Bestandteil dieser Untersuchung ist, soll darauf hingewiesen werden, dass ein zentrales Marktsignal die Gleichzeitigkeit beim Ladebeginn vermutlich stark hin zu einer Vergrößerung beeinflussen würde. Dies würde einen ähnlichen Effekt des sprunghaften Spannungsabfalls haben, wie das gleichzeitige Laden aus dem Referenzszenario.

Durch die dezentrale Steuerung kann allerdings die Verteilung des Spannungsniveaus, insbesondere am Transformator deutlich vergleichmäßigt werden, wobei die Stufung des Leistungsbezuges hier bessere Ergebnisse zeigt als das zeitlich begrenzte Ausschalten. Diese Minderung der Bezugsspitzen und damit auch der Spannungssprünge wären ein sehr positiver Effekt für das Netz.

Abschließend muss angemerkt werden, dass die Effekte in diesem Netz mit sehr kurzen Leitungslängen sich aufgrund des Spannungsfalls über der Leitung bei ausgedehnteren Strängen deutlich verstärken würde. Der selbst in diesem Fall klare Spannungssprung beim ungesteuerten Laden würde sich am Strangende vergrößern.

5 Fazit und Ausblick

Dieser Beitrag beschreibt den Aufbau einer Simulationsumgebung, die es ermöglicht eine dezentrale Steuerung zeitschrittbasierend in einer Netzberechnung zu berücksichtigen und somit die Auswirkungen berechenbar macht. So können Hochrechnungen für verschiedene Ausbauszenarien, Netztypen oder -topologien erstellt werden.

Die beispielhaften Betrachtungen an einem kurzen Netzstrang der Niederspannung zeigen, dass ein hoher Anteil gleichzeitiger Ladevorgänge von Elektroautos, wie sie in Eigenheimsiedlungen erwartbar sind, bereits zu deutlichen Spannungssprüngen am Transformator und den Hausanschlüssen führt. Eine dezentrale Steuerung kann das Spannungsband nicht zwingend verkleinern, allerdings führt die Steuerung zu einer signifikant gleichmäßigeren Verteilung der Spannungsniveaus. Hierbei zeigt die stufenweise Reduktion der Bezugsleistung einen stärkeren Effekt als das alleinige Unterbrechen des Ladevorgangs.

Dieses erste Beispiel soll zukünftig detaillierter ausgestaltet werden. Beispielsweise soll der Beginn der Ladevorgänge innerhalb eines Zeitfensters statistisch verteilt werden. Ferner sollen weitere SteuVE wie Wärmepumpen berücksichtigt werden. Dies ist allerdings auf Grund des komplexen Bezugsprofils nicht trivial. Ziel ist die Schaffung einer Simulationsumgebung, welche die Realität möglichst gut abbildet und die auf unterschiedliche Netzstränge angewendet werden kann.

6 Danksagung

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

7 Literaturverzeichnis

- [1] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, „Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen,“ 1 März 2023. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>. [Zugriff am 11. Januar 2024].
- [2] Statistisches Bundesamt, „Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2019 bis 2022,“ 5 April 2023. [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>. [Zugriff am 12 Januar 2024].
- [3] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 406) geändert worden ist.*
- [4] Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 | Zweiter Entwurf,“ 2023.
- [5] *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.*
- [6] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, *Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept*, Graz: 17. Symposium Energieinnovation, 2022.
- [7] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, „Regulatory Framework for the Real Laboratory of a Decentralized Load Management Concept,“ *CIREN workshop on E-mobility and power distribution systems*, 2022.
- [8] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten,“ in *17. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2022.
- [9] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Potential of a Self-Sufficient Control for Flexible Loads in Low Voltage Grids,“ in *CIREN workshop on E-mobility and power distribution systems*, Porto, 2022.
- [10] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Robustness of a Self-Sufficient Control Algorithm in Real Grid Situations in the Low-Voltage Grid,“ in *VDE ETG Kongress*, Kassel, 2023.

- [11] L. Thurner, A. Scheidler und F. Schäfer, „pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 6, pp. 6510-6521, November 2018.
- [12] Fraunhofer IEE and University of Kassel, „Datastructure and Elements - pandapower 2.13.1 documentation,“ 2023. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.13.1/elements.html>. [Zugriff am 5 Dezember 2023].
- [13] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*, 2015.
- [14] Fraunhofer IEE and University of Kassel, „Timeseries Module Overview — pandapower 2.13.1 documentation,“ 2023. [Online]. Available: https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.13.1/timeseries/timeseries_loop.html. [Zugriff am 3. September 2023].
- [15] D. Heinz, „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland,“ *Working Paper Series in Production and Energy* 30, Nr. 30, 2018.
- [16] L. Sørensen, K. B. Lindberg, I. Sartori und I. Andresen, „Analysis of residential EV energy flexibility potential based on real-world charging reports and smart meter data,“ *Energy and Buildings*, Nr. 241, 2021.