

BEITRAG ZUR TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN VERTEILNETZES UND AUSWIRKUNGEN GESETZLICHER ÄNDERUNGEN

Tom STEFFEN(*), Béla WIEGEL, Christian BECKER

Institut für Elektrische Energietechnik - Technische Universität Hamburg,
Harburger Schloßstraße 36 21073 Hamburg Deutschland, Tel.: +49 40 42878 3213,
{tom.steffen, bela.wiegel, c.becker}@tuhh.de, <https://www.tuhh.de/ieet/startseite>

Kurzfassung: Die zunehmende Beschleunigung der Energiewende führt zu einer großen Veränderung im gesamten Energiesystem. Nicht nur die konventionellen Energieerzeugungsanlagen werden mit dem Ziel der Dekarbonisierung zunehmend von dezentralen erneuerbaren Erzeugern abgelöst, sondern inzwischen werden zudem der Wärme- und Mobilitätssektor mit hoher Geschwindigkeit elektrifiziert. Um die weitere Integration von Erzeugern und Verbrauchern im Stromnetz zu unterstützen, hat der deutsche Gesetzgeber, nach der Einführung des Redispatch 2.0 im Jahr 2021, Anfang des Jahres 2024 die nächste große Änderung verabschiedet. Im Rahmen der Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes § 14a sind erstmals Verbraucher auf der Haushaltsebene angesprochen sich an der Entlastung des Stromnetzes zu beteiligen. Im internationalen Vergleich nimmt Deutschland damit eine Vorreiterrolle ein, wobei noch unklar ist inwieweit die neu legitimierten Maßnahmen zur Versorgungssicherheit und Effizienz des Gesamtsystems beitragen werden. Daher ist das Ziel und der Beitrag dieses Artikels die Simulation und Bewertung dieser neu legitimierten Eingriffsmöglichkeiten anhand von dynamisch modellierten Mittel- und Niederspannungsnetzen, basierend auf Benchmark-Topologien unter Berücksichtigung heutiger, intermediärer und zukünftiger Technologiedurchdringungen.

Keywords: Smart Grids, Netzengpassmanagement, Verteilnetzmodelle, Verteilnetzscenarien

1 Hintergrund und Motivation

Mit dem Pariser Klimaabkommen hat sich die internationale Gemeinschaft verpflichtet die globale Erwärmung zu begrenzen. Um dies zu erreichen, werden in der Europäischen Union zunehmend energieintensive Verbraucher elektrifiziert, welche die benötigte Energie direkt aus Erneuerbaren Energien umsetzen und damit zur Dekarbonisierung beitragen. In Deutschland werden in den vergangenen Jahren vermehrt Elektroautos (BEVs), elektrische Wärmepumpen (EHPs) und elektrische Haushaltsspeichersysteme (BESs) subventioniert und ausgebaut. Abbildung 1 zeigt diesen Trend in Form der Neuzulassungen von BEVs in der EU (links) und den Absatz an Heizwärmepumpen in Deutschland (rechts). Um hohe Investitionskosten für den Ausbau der Energienetze zu vermeiden, handeln die deutschen Entscheidungsträger nach dem NOXVA Prinzip [1]. Diese Strategie lässt sich auch in der vor kurzem in Kraft getretenen Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) § 14a wiedererkennen. Die Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur sieht dabei vor, dass Betreiber elektrischer Verteilnetze (VNB) den Verbrauch sogenannter Steuerbarer Verbrauchseinheiten (SteuVE) in Notsituationen begrenzen können [2], [3].

Beiträge dieses Artikels zur Forschungsdiskussion sind die Analyse der Häufigkeit und Höhe auftretender Engpässe im Verteilnetz mit Fokus auf die Mittel- und Niederspannungsebene,

sowie insbesondere die Bewertung der zuletzt legitimierten Maßnahmen zur Vermeidung auftretender Netzengpässe. Dabei handelt es sich nach Ansicht der Autoren um eine der ersten Untersuchungen auf Basis dieser gesetzlichen Grundlagen. Die Autoren untersuchen dafür repräsentative Verteilernetztopologien, basierend auf dem SimBench Datensatz [4], mit heutiger, intermediärer und zukünftiger Technologiedurchdringung unter Einbezug realer Wetterbedingungen aus dem Januar 2019 des Standortes Hameln, Niedersachsen. Die entwickelten Modelle berücksichtigen dabei sektorspezifische Interaktionen unter Berücksichtigung interessierender Dynamiken des thermischen und elektrischen Systems und basieren auf der Open-Source TransiEnt-Bibliothek [5] zur Modellierung von sektorgekoppelten Energiesystemen. Damit wird eine höhere Genauigkeit, gegenüber häufig verwendeter quasistationärer Modellierung, der abgebildeten Komponenten gewährleistet. Dies ist ein Alleinstellungsmerkmal dieser Arbeit. Die angewandte Methodik zur Erstellung der Modelle und Szenarien wird in Kapitel 3.1 beschrieben, nachfolgend zur in Kapitel 2 diskutierten Einordnung dieses Beitrags in den Stand der Technik. Darauf folgend wird in Kapitel 3.2 ein § 14a EnWG-konformes Netzengpassmanagement aufgebaut. Die Netzengpasssituation, ohne und mit angewandtem Netzengpassmanagement, wird konsekutiv in den Kapiteln 4 und 5 analysiert und bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits in naher Zukunft in Niederspannungsnetzen strombedingte Netzengpässe wahrscheinlicher werden. In Folge dessen werden häufige Eingriffe in den Betrieb erwartet. Bei den zukünftig erwarteten Durchdringungen von SteuVE geraten netzorientierte Maßnahmen dennoch langfristig an ihre Grenzen.

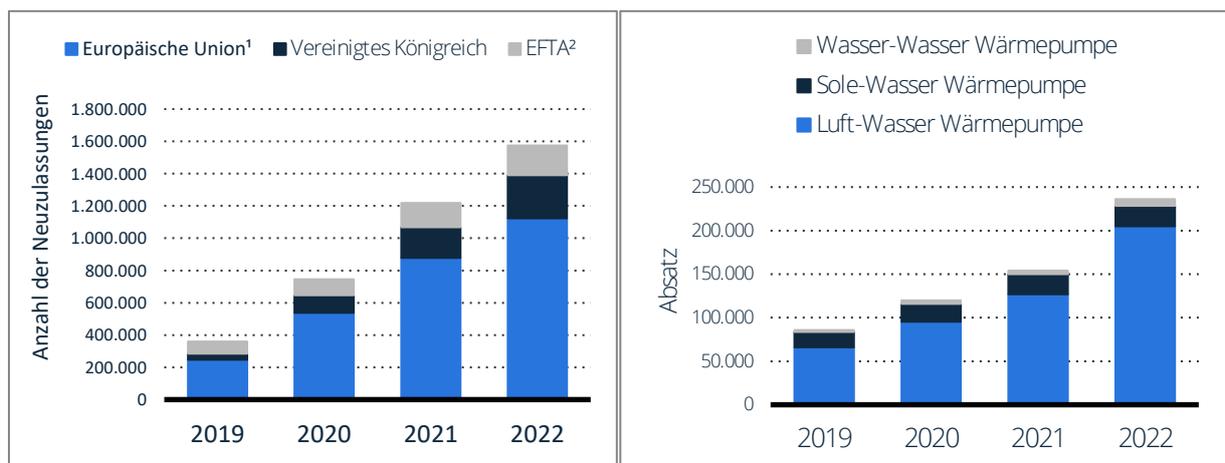


Abbildung 1: Links: Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos (BEV) in Europa von 2019 bis 2022. ¹ Nicht für alle Länder der EU sind für alle Jahre Daten verfügbar. ² Schweiz und Norwegen, ab 2018 inklusive Island. [6] Rechts: Absatz von Heizwärmepumpen in Deutschland nach Art der Wärmepumpe in den Jahren 2019 bis 2022 [7].

2 Stand und aktuelle Herausforderungen des Engpassmanagements in Deutschland

Viele Nationen der Europäischen Union sind konfrontiert mit den Herausforderungen der Energiewende. Dennoch werden die Strategien zur Vermeidung und Auflösung von Netzengpasssituationen sehr individuell angegangen. In vielen Staaten werden dabei vermehrt präventive, marktbasierende Ansätze bei der Auflösung von Netzengpasssituationen verfolgt. Häufig sind die kleinsten, zur Teilnahme verpflichteten Anlagen die dabei Berücksichtigung finden mit einer Leistung größer als 1 MW vorgesehen. Im Kontrast dazu integriert Deutschland parallel immer

mehr kuratives Engpassmanagement als Netzdienstleistung auf den unteren Spannungsebenen, unter Einbezug von Mittel- und Klein- (10 MW – 100 kW) sowie Kleinstanlagen (< 100 kW). Eine Analyse und Bewertung der Chancen und Risiken die mit der Integration, besonders im Bereich der Kleinstanlagen, einhergehen sind aber aufgrund der Aktualität der ergriffenen Änderungen weitestgehend nicht erforscht. [8], [9]

2.1 Netzengpassmanagement und der Status Quo in Deutschland

Als Netzengpassmanagement werden Methoden zur Vermeidung von prognostizierten oder bereits eingetretenen Netzengpässen bezeichnet. Diese Methoden lassen sich in langfristige und kurzfristige Maßnahmen unterteilen. Langfristige Maßnahmen umfassen dabei den Netzaus- oder -umbau und sind dementsprechend nur in Kombination mit hohen Vorlaufzeiten bis zum Eintritt des Netzengpasses vereinbar. Kurzfristige Maßnahmen werden wiederum unterteilt in zwei Unterkategorien, das präventive und das kurative Netzengpassmanagement. Präventive Maßnahmen nutzen beispielsweise Vortags-, sogenannte Day-Ahead-Prognosen, und Steuerinstrumente zur Beeinflussung des Marktdesigns, beispielsweise durch Einführung von Knotenpreisen, zur Verhinderung oder Verringerung vorhergesagter Netzengpässe. Kurative Maßnahmen hingegen zeichnen sich durch einen deutlich geringeren zeitlichen Abstand zum Eintritt eines Netzengpasses aus und werden durch Redispatch, Einspeisemanagement oder kurzfristigen Handlungen am Intraday-Strommarkt der Netzbetreiber, dem sogenannten Countertrading erfüllt [10]. Zur Verdeutlichung der verschiedenen Maßnahmen wird in Abbildung 2 beispielhaft ein Verlauf der Scheinleistung über eine Leitung dargestellt. Dabei wird in Rot eine zuvor definierte und für diesen Zeitraum konstante Scheinleistungsgrenze für die betrachtete Leitung angenommen. Die Darstellung zeigt die beispielhaften Verläufe vor und nach jeweiligem Eingreifen der kurzfristigen Maßnahmen, präventives und kuratives Netzengpassmanagement, und dient damit zur Darstellung des Zusammenspiels beider Maßnahmen. [11], [12], [13]

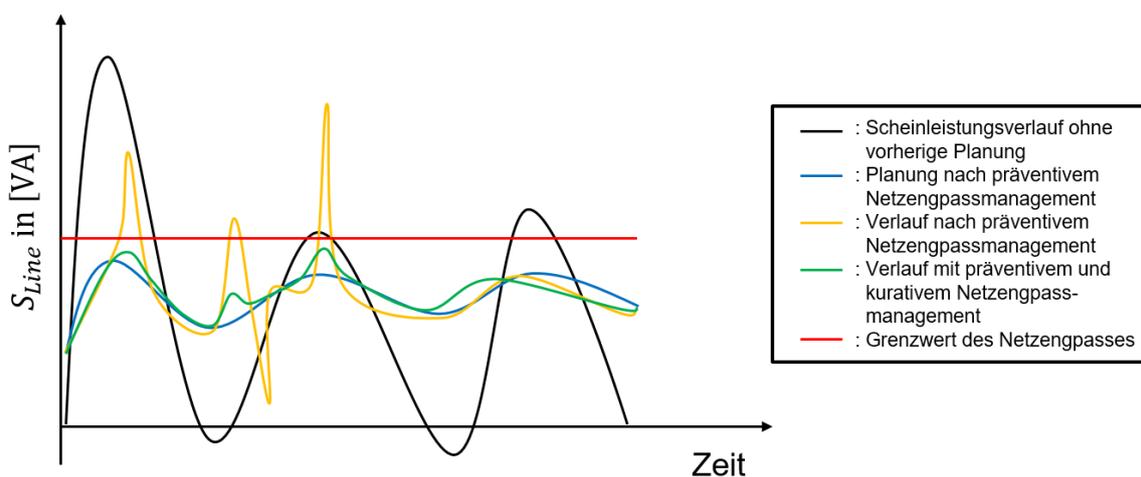


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung des Scheinleistungsverlaufs einer Leitung über die Zeit, vor und nach Einsatz von präventiven und kurativen Maßnahmen.

In Deutschland sind die Netzbetreiber entsprechend der §§ 13, 14 EnWG verpflichtet, die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in ihrem Netzbereich sicherzustellen. Kommt es im Zusammenhang mit dem zuvor ermittelten Dispatch, dem Kraftwerkseinsatzplan, zur Prog-

nose einer Netzengpasssituation, wird ein Lösungsprozess, das sogenannte Redispatch, Änderung des Kraftwerkseinsatzplans durchgeführt. In Deutschland unterscheidet man zwischen dem klassischen Redispatch, Redispatch 1.0, und dem Redispatch 2.0. Beim Redispatch 1.0, welcher ausschließlich von ÜNBs betrieben wird, sind Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von $P \geq 10$ MW beteiligt, während beim Redispatch 2.0, welches 2021 basierend auf dem 2019 beschlossenen Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) in Kraft getreten ist, alle Anlagen ab einer Leistung von $P \geq 100$ kW beteiligt sind. Somit sind am Redispatch 2.0 sowohl ÜNB als auch VNB beteiligt. [13], [14]

Über die Prozesse des Redispatch 1.0 und 2.0 hinausgehend, ist am 01.01.2024 die Novellierung des § 14a EnWG in Kraft getreten, welches den VNBs ermöglicht ausgewählte SteuVE in Netzengpasssituationen abzuregeln. Definiert als SteuVE sind unter anderem nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektroautos, elektrische Wärmepumpen unter Einbezug von elektrischen Zusatzheizanlagen, Klimageräten oder elektrische Speichersysteme mit einer maximalen Wirkleistungsaufnahme von $P_{max} > 4,2$ kW. Die zugesicherte minimale Versorgungsleistung P_{min} unterscheidet sich dabei von der Anbindung der SteuVE wie folgt [3]:

1. Im Falle, dass alle SteuVE eines Betreibers einen eigenen Zählerpunkt, Smart Meter, besitzen und separat durch den VNB abregelbar sind, ist die zugesicherte minimale Versorgungsleistung für jede SteuVE $P_{min} = 4,2$ kW.
2. Im Falle, dass mehrere SteuVE hinter einem einzelnen Zählerpunkt angeschlossen sind, ist der Betreiber der SteuVE verpflichtet eine Schnittstelle zu einem Haushaltsenergiemanagementsystem sicherzustellen, welches die Anlagen gemäß vorgegebenem Leistungslimit des VNBs ohne Verzögerung innerhalb von drei Minuten abregelt. Dabei ist die zugesicherte minimale Versorgungsleistung abhängig von der Anzahl der SteuVE n_{SteuVE} und berechnet sich mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor GZF nach Formel (1). Der von der Anzahl der SteuVE abhängige Gleichzeitigkeitsfaktor GZF kann im EnWG nachgeschlagen werden.

$$P_{min}(n_{SteuVE}) = 4,2 \text{ kW} + (n_{SteuVE} - 1) \cdot GZF(n_{SteuVE}) \cdot 4,2 \text{ kW} \quad (1)$$

In dieser Arbeit und den in den nachfolgenden betrachteten Szenarien wird ausschließlich Infrastruktur, die über die Anbindung nach Fall 1 verfügt, betrachtet. Weiterhin wird aktuell in Deutschland die Erweiterung des Redispatch 1.0 und 2.0 um Redispatch 3.0 diskutiert, wobei auch Erzeugungsanlagen < 100 kW einbezogen werden sollen. [14]

2.2 Netzengpässe

„Als Netzengpass wird das antizipierte oder eingetretene Überschreiten der Kapazität eines Netzbetriebsmittels oder die drohende Verletzung von technischen Parametern in der Stromversorgung bezeichnet“ [11]. Dabei wird hauptsächlich zwischen zwei Arten von Netzengpässen unterschieden: Strombedingten und spannungsbedingten Netzengpässen.

Strombedingte Netzengpässe werden durch das Festlegen einer oberen Betriebsgrenze für Netzbetriebsmittel, z.B. Leitungen, definiert. Im Falle von Starkstromkabeln liegt dem die deutsche Norm DIN VDE 0276-1000 zugrunde, welche den ungestörten Betrieb regelt. Dabei heißt es, dass im ungestörten Betrieb der Leistungsfluss über das Starkstromkabel nur in der Höhe gewählt werden darf, sodass die zulässige maximale Betriebstemperatur nie überschritten

wird. Somit wird für den jeweiligen Kabel- oder Leitungstyp und die Verlege- bzw. Lagersituation ein maximaler Dauerstrom, häufig thermischer Grenzstrom I_{th} oder Strombelastbarkeit genannt, berechnet. Bei Übertragungsnetzbetreibern und im Falle von Hochspannungskabeln und -freileitungen wird alternativ zur Metrik strombedingter Netzengpässe häufig die Temperatur direkt gemessen. In den niedrigeren Spannungsebenen, Mittel- und Niederspannung, nutzen die VNBs in der Regel zusätzlich aufgrund des oft hohen Alters und nicht im Detail bekannten Verlege-Bedingungen einen Sicherheitsabstand von 30% zum ermittelten thermischen Grenzstrom. [11], [12]

Spannungsbedingte Netzengpässe sind geregelt durch die europäische Norm EN 50160, welche ein Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung U_N in allen Spannungsebenen zur Versorgung des Verbrauchers vorsieht. Wobei eine negative Abweichung von bis zu $-15\% \cdot U_N$ in 5% der 10-Minuten Mittelwerte und ein Abweichen aus diesem Intervall $[0,85 \cdot U_N; 1,1 \cdot U_N]$ in 1% der 10-Minuten Mittelwerte der Spannungs-Effektivwerte an den Netzknoten toleriert wird. [11], [12]

3 Methodik zum Aufbau eines § 14a EnWG-konformen Netzengpassmanagements

3.1 Verteilnetzscenarien

Die Veränderung der Erzeuger- und Verbraucherstruktur ist geprägt durch den verstärkten Einsatz elektrifizierter Komponenten zur Deckung des Energiebedarfs der Kunden in den Verteilnetzen. Auf der Erzeugerseite sind dies vorrangig Photovoltaikanlagen, und auf der Verbrauchsseite EHPs und BEVs. Allen Komponenten hierbei gemein ist eine vergleichsweise hohe Abhängigkeit der Energieflüsse von nicht beeinflussbaren Umgebungsbedingungen, also dem Dargebot in Form der Solareinstrahlung und der Außentemperatur. Zugleich bieten die Komponenten jedoch auch Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes durch sowohl inhärenter als auch geschaffener Speicher. Um den Betrieb dieser Komponentenstrukturen zu analysieren, mögliche Probleme aufzuzeigen und Maßnahmen zum Netzengpassmanagement für einen sicheren Betrieb zu entwickeln, werden Modelle benötigt, welche bereits in einer Vielzahl in der Literatur beschrieben sind [15].

Entwicklungen neuer Betriebsstrategien erfordern eine möglichst breite Abbildung der Systeminteraktionen vorrangig durch komponenteninterne Prozesse wie auch der beteiligten Regler. Für die Modellierung des zeitabhängigen Verhaltens geregelter Systeme zur Entwicklung von Betriebsstrategien hat sich die dynamische Simulation als sinnvoll einzusetzendes Werkzeug herausgestellt. Die in diesem Artikel verwendeten Modelle basieren auf der frei verfügbaren Bibliothek TransiEnt [5], entwickelt in der offenen Beschreibungs- und Modellierungssprache Modelica. In vorhergehenden Veröffentlichungen wurde die Bibliothek um Komponenten auf der Verteilnetzebene erweitert [16]. Kernbestandteil der darin vorgestellten Methodik sind einerseits Komponentenmodelle für EHPs, BESs und BEVs, die für die Analyse des Betriebs weiterentwickelt wurden, und Systemmodelle, die die Komponenten entsprechend der verfügbaren Benchmark-Netzmodelle dimensionieren. Bei der Dimensionierung werden verschiedene zu erwartende Szenarien für das Energiesystem berücksichtigt, sodass resultierende, bottom-up modellierte, vollständig beschriebene Energiesysteme auf Verteilnetzebene

vorliegen. Das Szenario T beschreibt die heutige Durchdringung elektrifizierter Komponenten, das Szenario I eine intermediäre Entwicklung, und das Szenario F den erwarteten Zustand eines klimaneutralen Energiesystems. Das Szenario F basiert dabei auf vorangegangener Veröffentlichung [17] und damit maßgeblich auf den Prognosen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber [18], während Szenario I aus den Prognosen in [19] und Interpolation zwischen den Szenarien T und F beruht. Im weiteren Verlauf dieses Papers werden die Systemmodelle für die Entwicklung eines Engpassmanagements verwendet.

3.2 Netzengpassmanagement

In diesem Kapitel wird der Ablauf des Netzengpassmanagements für strom- und spannungsbedingte Netzengpässe erläutert. Dabei betrachtet die hier gewählte Logik ausschließlich bereits eingetretene Überschreitungen von Betriebsmittel- und Qualitätsgrenzen.

Strombedingte Engpässe orientieren sich an der Höhe des Verhältnisses zwischen aktuellem Strombetrag I auf den symmetrisch belasteten Phasen der Starkstromkabel und dem thermischen Grenzstrom I_{th} des jeweiligen Kabeltyps. Dabei wird in dieser Arbeit gemäß der aktuellen Praxis deutscher Verteilnetzbetreiber eine Leitungsauslastung von $I/I_{th} > 70\%$ als Netzengpass bezeichnet. Ortsnetztransformatoren werden in dieser Ausgestaltung des Netzengpassmanagements nicht betrachtet.

$$\text{Leitungsauslastung} \triangleq \frac{I = |I_{L1}| = |I_{L2}| = |I_{L3}|}{I_{th}} \quad (2)$$

Ein spannungsbedingter Engpass ist in der Ausgestaltung dieses Netzengpassmanagements aufgetreten, wenn sich der Spannungsbetrag eines Netzknotens nicht im Intervall $U_{Knoten} \notin [0,9 \cdot U_N; 1,1 \cdot U_N]$ um die Nennspannung U_N befindet.

Zeitlich orientiert sich das Engpassmanagement an dem Intervall vorhandener Netzzustandsinformationen. Im Falle des deutschen Verteilnetzes ist ein einminütiges Messintervall für die Ermittlung des Netzzustandes vorgesehen. Somit wird auch das Netzengpassmanagement in der hier gewählten Ausgestaltung form minütlich aktiviert. In Abbildung 3 ist eine schematische Darstellung des Netzengpassmanagements gegeben. Wird eine Zustandsgröße X im Netzengpass in den vorhandenen Leitungsbelastungen oder Knotenspannungen erkannt startet das Netzengpassmanagement. Dazu wird eine Sensitivitätsanalyse sämtlicher SteuVE erstellt, die sich im jeweiligen Strang befinden und über eine aktuell gemessene Wirkleistungsaufnahme von $P_{SteuVE} \geq$

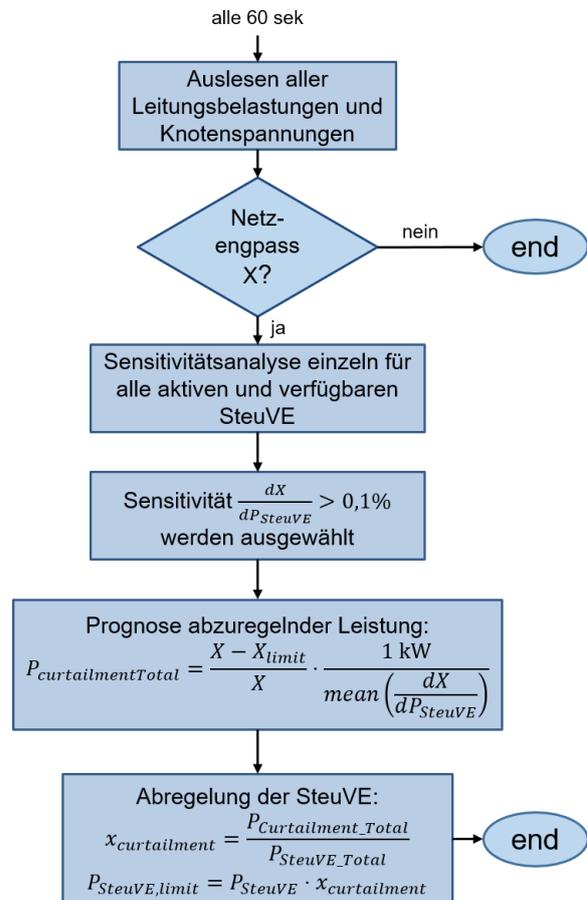


Abbildung 3: Flussdiagramm des Netzengpassmanagements unter Einbezug der Sensitivitäten.

4,2 kW verfügen. Der Einfluss benachbarter Strahlen wird in dieser Analyse vernachlässigt, da die Änderung der Netzzustandsgröße im Netzengpass gegenüber großen Änderungen im benachbarten Strahl sich als klein für dieses Szenario erwiesen hat. Bei dieser Sensitivitätsanalyse wird ein vergangener, zuvor gespeicherter Zustand des Netzes, vor Eintreten des Netzengpasses, wiederhergestellt und eine Leistungsvorgabe einer steuerbaren Verbrauchseinheit $P_{SteuVE,limit} = P_{SteuVE} - 1 \text{ kW}$ eingepreist. Anschließend wird die Simulation bis zum vorher gemessenen Zeitpunkt des Netzengpasses erneut ausgeführt und die Änderung der Zustandsgröße im Netzengpass dX/dP_{SteuVE} festgestellt. Diese wird im Weiteren als linear angenommen. Nachfolgend werden die SteuVE mit relevanter Sensitivität auf die im Netzengpass befindliche Zustandsgröße (dX/dP_{SteuVE}) $> 0,1\%$ zur prozentualen Last-Abregelung genutzt.

Im Prozess der Last-Abregelung wird zunächst eine gesamte Wirkleistungsverringerung $P_{CurtailementTotal}$ über den Mittelwert aller Sensitivitäten $\text{mean}(dX/dP_{SteuVE})$ geschätzt.

Ist während der prozentualen Last-Abregelung der Grenzwert einer SteuVE $P_{SteuVE} = 4,2 \text{ kW}$ erreicht, wird diese auf Ihren Grenzwert eingeregelt und die übrigen SteuVE werden im Prozess gleichermaßen mehr abgeregelt.

4 Analyse der Verteilnetzscenarien

Die zukünftig wachsende Durchdringung hoher Anteile elektrifizierter Komponenten im Verteilnetz wird zu einer steigenden Belastung der Betriebsmittel führen. Im Folgenden wird daher als Voruntersuchung für das in Kapitel 3.2 entwickelte Netzengpassmanagement ein Mittelspannungsring mit der zuvor beschriebenen Methodik parametrisiert, simuliert und hinsichtlich der Leitungsbelastungen und Knotenspannungen untersucht. Dazu wird auf Basis des SimBench-Datensatzes [4] ein Teil-Ring des Szenarios *MV-rural-2* betrachtet. Dabei werden Wetterdaten und Lastmessungen aus einer Januarwoche des Jahres 2019 verwendet, und für die drei Szenarien T, I und F ausgewertet. Abbildung 4 zeigt die Netzsituation.

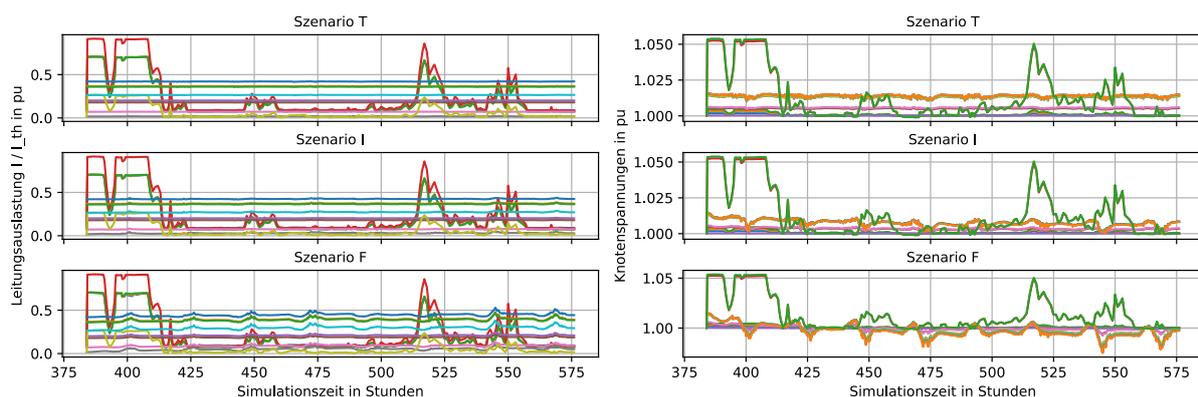


Abbildung 4: Leistungsauslastung I/I_{th} und Knotenspannung U aller Leitungen und Knoten auf Mittelspannungsebene aufgetragen über die Technologie-Szenarien T: Today - Heute, I: Intermediate - Intermediär und F: Future - Zukünftig.

Im linken Diagramm ist zunächst zu erkennen, dass die Durchdringung der elektrifizierten Komponenten keine signifikante Auswirkung auf die Leistungsauslastung der Mittelspannungskabel hat. Mit wachsender Durchdringung ist geringfügig eine stärkere tagesabhängige Schwankung in der Leistungsauslastung zu erkennen, was vorwiegend aus der hohen Anzahl

an BEVs herrührt. Die gerade zu Beginn der Simulation hohe Schwankungsbreite einiger Leitungen findet sich in der Windkraft begründet. Der Effekt wird im weiteren Verlauf aufgrund abnehmender Windstärken geringer. Die Leitungsauslastung korrespondiert mit dem im rechten Diagramm dargestellten Verlauf der Knotenspannungen. Zeiten hoher Energieeinspeisung in das überlagerte Hochspannungsnetz decken sich mit erhöhten Knotenspannungen, und hohe Lasten im Zukunftsszenario decken sich entsprechend mit geringeren Knotenspannungen. Insgesamt bleiben alle Netzgrößen im Rahmen der möglichen Grenzen und führen nicht zu Netzengpässen. Es wird daher im Folgenden genauer die Netzsituation der unterlagerten Niederspannungsnetze beleuchtet.

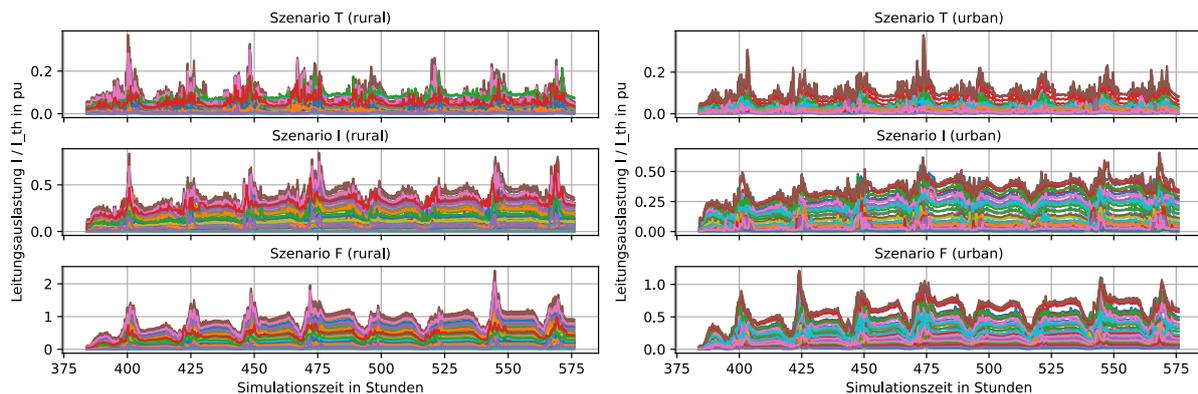


Abbildung 5: Leistungsauslastung I/I_{th} aller Leitungen zweier Niederspannungsnetze basierend auf den Benchmark-Topologien LV_rural_2 (rural) und LV_urban_6 (urban) aus dem SimBench Datensatz aufgetragen über die Technologie-Szenarien T: Today - Heute, I: Intermediate - Intermediär und F: Future - Zukünftig.

Abbildung 5 links zeigt hierbei die Leistungsauslastung eines dem Mittelspannungsnetz unterlagerten Niederspannungsnetzes einer ländlichen Topologie, entsprechend dem SimBench-Datensatz LV_rural_2 . Während im Szenario T mit einer maximalen Auslastung von 37 % keine Überlastung der Leitung zu erkennen ist, beträgt diese im Szenario I 84 %, was bereits einen strombedingten Netzengpass darstellt. Im Szenario F ist die Leistungsauslastung in der Spitze mit 241 % noch einmal deutlich höher.

Im städtischen Niederspannungsnetz, Abbildung 5 rechts, entsprechend dem SimBench-Datensatz LV_urban_6 , ist die maximale Auslastung mit 38 % und 66 % in den Szenarien T und I noch im Rahmen der erlaubten Grenzen, wird aber mit 121 % im Szenario F ebenfalls die Grenze überschreiten. Die verschiedenen Szenarien zeigen hierbei, dass in Zukunft bei einer hohen Technologiedurchdringung entsprechende Maßnahmen zu ergreifen sind, die einen sicheren Betrieb gewährleisten. In Folge dessen wird das Netzengpassmanagement für die Niederspannungsebene mit besonderer Berücksichtigung der Leistungsauslastung aufgezeigt.

5 Auswertung des Engpassmanagements

In der folgenden Auswertung wird das in Kapitel 3.2 beschriebene Netzengpassmanagement auf die Tagessimulation des ländlichen Niederspannungsnetzes LV_rural_2 angewandt. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Szenario alle SteuVE separat über einen einzelnen Zählerpunkt angeschlossen und ansteuerbar sind. Daher ist in diesem Falle die Grenze einer potentiellen Leistungsabregelung auf $P_{min} = 4,2 \text{ kW}$ je SteuVE gegeben.

In Abbildung 6 und Abbildung 7 ist die Tagessimulation am Tag 16, basierend auf den Wetterdaten aus dem Januar 2019, zwischen Stunde 384 und 408 in Abbildung 5 gezeigt. Dabei ist

der Verlauf in Abbildung 6 unverändert und zeigt zusätzlich zur Leitungsauslastung die Wirkleistungsaufnahme der SteuVE in drei separaten Grafiken. Dieses wird nun mit der veränderten Situation in Abbildung 7 verglichen, bei der das Netzengpassmanagement angewendet wurde. Es ist zu sehen, dass in solchen Szenarien geringfügiger Netzüberlastungen die durch die im EnWG § 14a ermöglichten Maßnahmen für einen Eingriff in die angeschlossenen steuerbaren Netzteilnehmer, die Situation innerhalb von wenigen Minuten auflösen können. Die kumulative Netzengpassdauer kann somit von 21 min auf 6 min gesenkt werden. Unter Berücksichtigung kurzfristiger Prognosen wäre eine komplette Vermeidung der Netzengpässe denkbar.

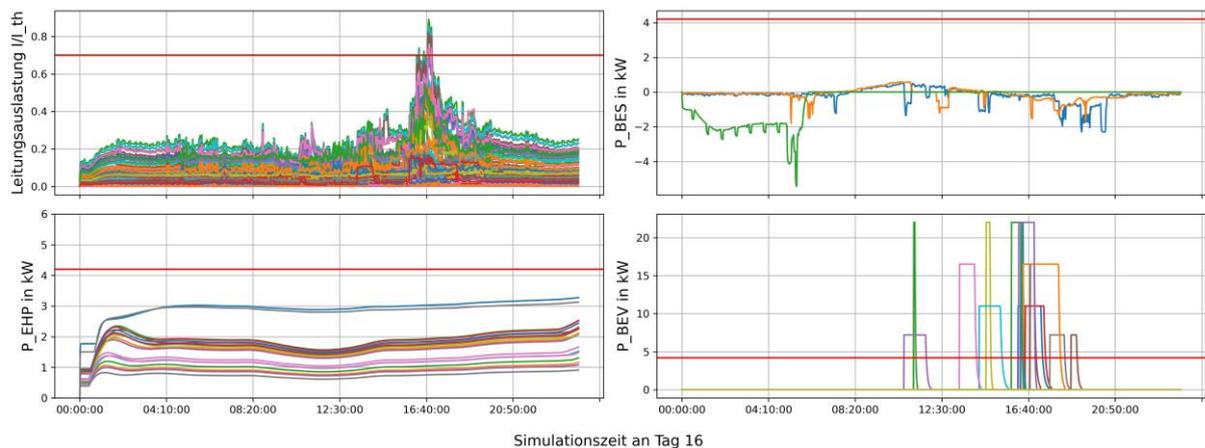


Abbildung 6: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes *LV_rural_2* im Szenario I ohne Anwendung des Netzengpassmanagements.

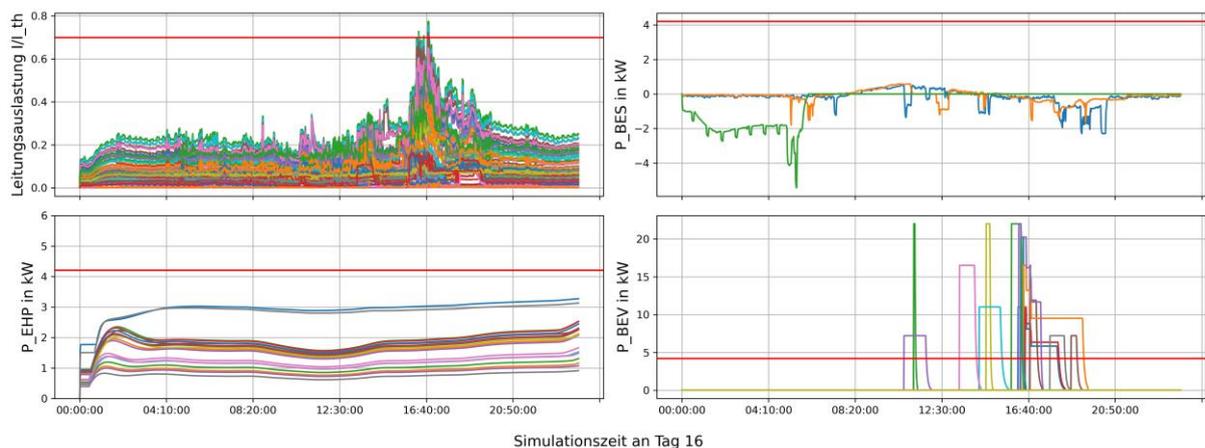


Abbildung 7: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes *LV_rural_2* im Szenario I mit Anwendung des Netzengpassmanagements.

Bei der Betrachtung desselben Wittertages, nun aber mit der Technologiedurchdringung des Szenarios F, ist eine veränderte Situation zu beobachten, siehe Abbildung 8 und Abbildung 9. Das Szenario zeigt, dass sich bis ca. 14:00 Uhr des betrachteten Tages kein Netzengpass einstellt, danach aber zunehmend mehr BEVs aufgrund der Fahrprofile an die Ladestation zurückkehren, einen Ladevorgang beginnen und die Leitungsauslastung über den Grenzwert von 70 % ansteigt.

Unter Anwendung des Netzengpassmanagements in Abbildung 9 lässt sich erkennen, dass die Anfangszeit und die maximale Höhe des Netzengpasses kaum durch die getätigten Eingriffe verringert werden können. Der Effekt ist bei näherer Betrachtung der Leistungsaufnahme der BEVs ersichtlich, welche stufenweise bei Eintritt des Netzengpasses abgeregelt werden. Dennoch befinden diese sich weiterhin im Ladevorgang, einzig mit verringerter Leistungsaufnahme. Somit ist die Ladedauer des einzelnen BEV deutlich gestiegen. Dies bedingt bei der hohen Anzahl an BEVs in diesem Szenario eine ungünstige Überlagerung und führt zu höherer Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge. Weiterhin ist zu beobachten, dass die EHPs und BESs nicht am Netzengpassmanagement beteiligt sind, da ihre Wirkleistungsaufnahme zu jedem Zeitpunkt geringer ist als P_{min} .

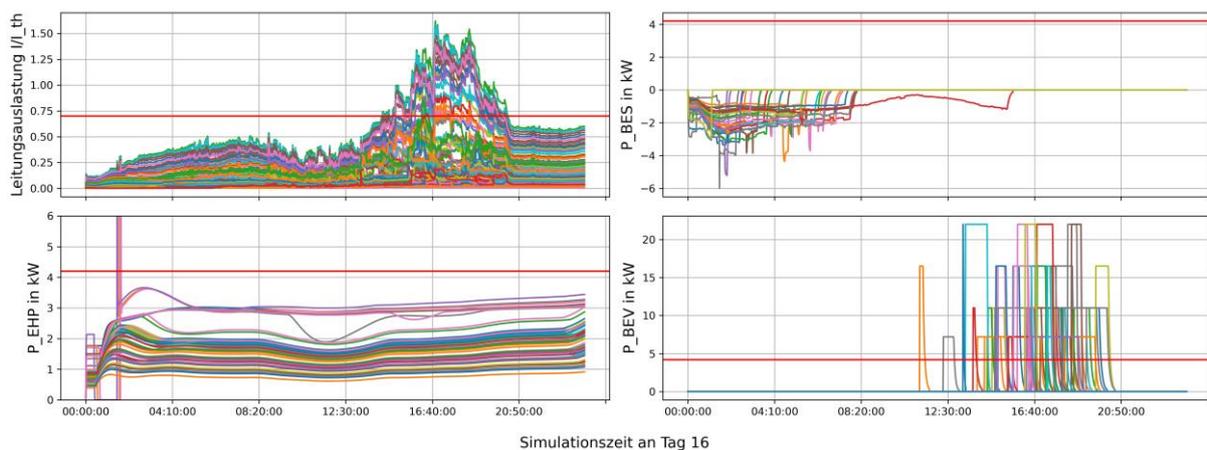


Abbildung 8: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes LV_rural_2 im Szenario F ohne Anwendung des Netzengpassmanagements.

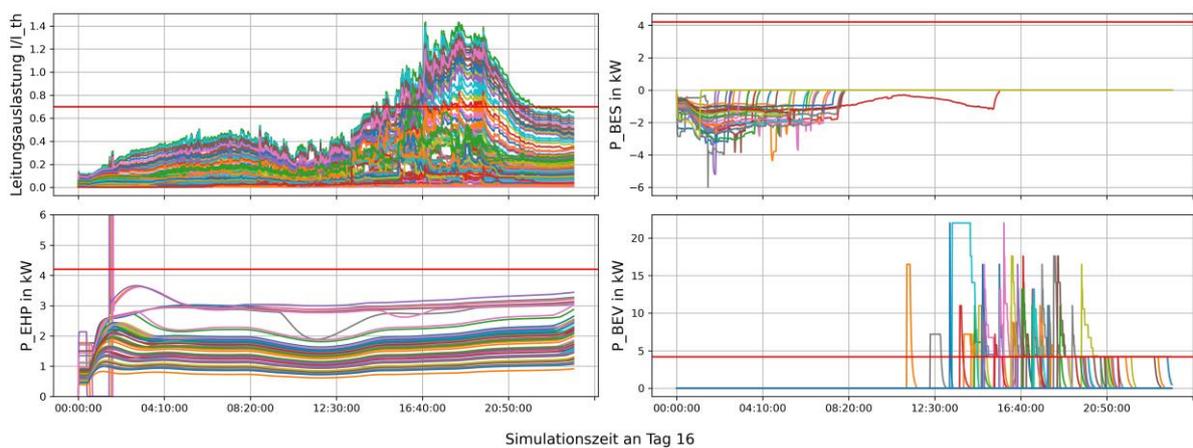


Abbildung 9: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes LV_rural_2 im Szenario F mit Anwendung des Netzengpassmanagements.

6 Zusammenfassung & Ausblick

Die Energiewende führt in vielen Staaten der Europäischen Union zu großen Herausforderungen und Veränderungen. Nicht nur die Integration dezentraler Erzeugungseinheiten, sondern auch die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren tragen zu einem sich schnell wandelnden Energiesystem bei. Für Verteilnetzbetreiber stellt dieses eine besondere Herausforderung dar. Gerade in den unteren Verteilnetzebenen, welche systembedingt den

größten Anteil der Leitungen und weiteren Betriebsmitteln ausmachen, werden Netzengpass-situationen immer wahrscheinlicher. In Deutschland hat der Gesetzgeber beschlossen, zunehmend Klein- und Kleinstverbrauchseinheiten mit Nennleistungsaufnahmen ab 4,2 kW mit in die Betriebsführung als netzorientierte Maßnahmen einzugliedern. Damit übernimmt Deutschland im internationalen Vergleich eine Vorreiterrolle. Dennoch war bisher unklar, ob die getroffenen Maßnahmen bei der Vielzahl an zu integrierenden Einheiten und damit verbundenem organisatorischen Aufwand zur gewünschten Entspannung der Energiesystemsituation beitragen. In diesem Beitrag wird die Wirkungsweise des Engpassmanagements auf Basis der neu legitimierten und implementierten Maßnahmen erprobt. Die hier betrachteten Topologie-Szenarien mit heutiger, intermediärer und zukünftiger Technologiedurchdringung sowohl an dezentralen Erzeugungseinheiten aber auch elektrifizierten Verbrauchern zeigen besonders in den Wintermonaten ein hohes Aufkommen an Netzengpässen vorwiegend in der Niederspannung. Ein für diese Analyse aufgebautes, gesetzeskonformes Netzengpassmanagement zeigt nur bedingte Wirksamkeit. Zwar sind im Prinzip viele Verbrauchseinheiten steuerbar und lassen ihre Leistungsaufnahme begrenzen, allerdings werden dadurch Ladevorgänge von beispielsweise Elektroautos deutlich verlängert. In Folge dessen überlagern sich zunehmend mehr Ladevorgänge, was zu einer entsprechend hohen Gleichzeitigkeit in den betrachteten Szenarien führt. Die resultierende Netzsituation enthält daraufhin nahezu ähnlich hohe Netzengpässe. Ungünstig ist dabei zudem, dass die Effizienz der steuerbaren Verbrauchseinheiten bei begrenzter Leistungsaufnahme deutlich geringer ist, was beispielsweise zu einer weiteren Verlängerung des Ladevorgangs bei Elektroautos führt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes § 14a Verteilnetzbetreibern ein zusätzliches Werkzeug im Rahmen der netzorientierten Steuerung bietet. Die Wirksamkeit der damit legitimierten Maßnahmen ist aber stark abhängig von der Anzahl steuerbarer Verbrauchseinheiten im betroffenen Netzgebiet. In diesem Falle wurden dabei nur Szenarien mit separat ansteuerbaren Verbrauchern betrachtet. Ob Haushaltsenergiemanagementsysteme einen zusätzlichen positiven Effekt erbringen können hängt aus Sicht der Autoren stark von der Netzdienlichkeit der gewählten Steuerungslogik ab. Ein netzdienlicher Anreiz solcher Steuerungsalgorithmen wird hiermit klar empfohlen, da bei zunehmendem Anteil an Betreibern mit elektrischen Batteriespeichersystemen sogar eine signifikante Verschlechterung der Eingriffsmöglichkeiten denkbar wird. Dennoch kann in dieser Arbeit das Fazit gezogen werden, dass der Maßnahmenkatalog für die kommenden Jahre wachsender Technologiedurchdringungen durchaus hilfreich und ausreichend ist.

In zukünftiger Forschung untersuchen die Autoren weitere Szenarien und potentielle Verbesserungsmöglichkeiten für das Netzengpassmanagement hinsichtlich neuer Metriken und hierarchisch betriebene Verteilnetze.

Danksagung

Dieses Projekt wird gefördert durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen des Verbundprojekts „EffiziEntEE – Effiziente Einbindung hoher Anteile Erneuerbarer Energien in technisch-wirtschaftlich integrierte Energiesysteme“ (Förderkennung: 03EI1050A).

Referenzen

- [1] K. Volk und M. Konermann, „Smart Grids – die Enabler der Smart Cities“, in *Smart City – Made in Germany*, C. Etezadzadeh, Hrsg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020, S. 291–301. doi: 10.1007/978-3-658-27232-6_33.
- [2] Bundesnetzagentur, *Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz*. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=877500
- [3] Bundesregierung, *Energiewirtschaftsgesetz § 14a Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen; Festlegungskompetenzen*. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html
- [4] S. Meinecke u. a., „SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 12, S. 3290, Juni 2020, doi: 10.3390/en13123290.
- [5] Anne Senkel u. a., „Status of the TransiEnt Library: Transient Simulation of Complex Integrated Energy Systems“, gehalten auf der 14th Modelica Conference 2021, Sep. 2021, S. 187–196. doi: 10.3384/ecp21181187.
- [6] ACEA, „Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos (BEV) in Europa von 2015 bis 2022“, Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1201374/umfrage/anzahl-der-verkaeufe-von-elektroautos-nach-laendern/>
- [7] Statista, „Absatz von Heizungswärmepumpen in Deutschland nach Art der Wärmepumpe in den Jahren 2019 bis 2022“, 28. April 2023. Zugegriffen: 24. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1381045/umfrage/absatz-von-waermepumpen-in-deutschland-nach-art-der-waermepumpe/>
- [8] K. Poplavskaya, M. Joos, V. Krakowski, K. Knorr, und L. De Vries, „Redispatch and balancing: Same but different. Links, conflicts and solutions“, in *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Stockholm, Sweden: IEEE, Sep. 2020, S. 1–6. doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221963.
- [9] J. Zahler, A. Weiß, und E. Springmann, „Congestion Management Redispatch 2.0 in international comparison“. 4. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/en/publications/congestion-management-redispatch-2-0-in-international-comparison/>
- [10] Bundesnetzagentur, „Methode für das koordinierte Redispatching und Countertrading der ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Artikel 35 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement“, Dez. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-028/BK6-18-028_geaenderter_vorschlag_vom_04_12_18_deu.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [11] H. Schermeyer, „Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen“, Karlsruher Institut für Technologie, 2018. doi: 10.5445/IR/1000086513.
- [12] J. Büchner u. a., „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, E-Bridge Consulting; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen; Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS), Abschlussbericht, Sep. 2014.
- [13] H. Hobbie und M. Lieberwirth, „Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid“, *Energy Policy*, Bd. 185, S. 113900, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113900.
- [14] C. Krueger, M. Otte, S. Holly, S. Rathjen, A. Wellssow, und S. Lehnhoff, „Redispatch 3.0 – Congestion Management for German Power Grids – Considering Controllable Resources in Low-Voltage Grids“, gehalten auf der ETG Congress 2023, Berlin: VDE Verlag, 2023, S. 1–7.
- [15] M. Fodstad u. a., „Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 160, S. 112246, Mai 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112246.
- [16] B. Wiegel, T. Steffen, D. Babazadeh, und C. Becker, „Towards a more comprehensive open-source model for interdisciplinary smart integrated energy systems“, in *2023 11th Workshop on Modelling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, San Antonio, TX, USA: IEEE, Mai 2023, S. 1–7. doi: 10.1109/MSCPES58582.2023.10123432.
- [17] K. Hoth u. a., „Holistic Simulation Approach for Optimal Operation of Smart Integrated Energy Systems under Consideration of Resilience, Economics and Sustainability“, *Infrastructures*, Bd. 6, Nr. 11, S. 150, 2021, doi: 10.3390/infrastructures6110150.

- [18] ENTSO-E, „Ten Year Network Development Report 2022: Scenarios Final Storyline Report“, ENTSO-E, Brüssel, Belgien, Technischer Bereich, 2022.
- [19] Prognos AG, „Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel.“ Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, 2016. Zugegriffen: 26. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf