

FORSCHUNGSBERICHTSBLATT

Projekt eNetze -
Zukünftige Energieflüsse und Anforderungen an das Stromverteilnetz auf
Quartiersebene im Kontext nachhaltiger Mobilität und Energieversorgung

Förderkennzeichen: L75 21103
Laufzeit des Vorhabens: 15.12.2020 – 14.12.2021
Projektpartner: Hochschule Esslingen, Institut für Nachhaltige Energietechnik
und Mobilität (INEM)

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Im Projekt eNetze werden die Auswirkungen der angestrebten Dekarbonisierung der Energie- und Transportsysteme in den kommenden drei Jahrzehnten für reale, städtische Wohngebiete auf die Belastung der dort vorliegenden Niederspannungsnetzinseln untersucht. Die auf Simulationen basierenden Ergebnisse ermöglichen die Formulierung von Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und Politik zum Zwecke einer versorgungssicheren Zukunft.

Im Projekt wurden für fünf ausgewählte Wohngebiete der Stadt Stuttgart mittels erhobener und simulierter Daten auf der Ebene einzelner Netzanschlüsse Leistungsflüsse in Zeitreihen basierten Lastflüssen dargestellt. Es wird eine zeitliche Granularität von 15 Minuten verwendet. Im Gegensatz zu eUrban werden über die Elektromobilität hinausgehende, weitere Energieverbraucher, wie z.B. Wärmepumpen, sowie regenerative Erzeuger, wie Photovoltaikanlagen, im Zeitraum eines Jahres mitberücksichtigt.

Um die Bandbreite der möglichen Entwicklungen in dem gesteckten Zeitraum abzudecken, werden verschiedene Zukunftsszenarien entwickelt. Der hier gewählte Ansatz, beliebig kombinierbarer modularer einzelner Verbrauchsakteure, führt zur einer hohen Anzahl an möglichen Permutationen, wovon die acht relevantesten Szenarien in einer ausführlichen Analyse untersucht werden. Die Szenarien beinhalten die Abbildung eines Referenzzustandes aus dem Jahr 2019, sowie verschiedener Prognosezustände für die Jahre 2030 und 2050.

In diesem Projekt erlaubt die räumliche Simulationstiefe eine Auflösung der Stromverbräuche bis auf Haushaltsebene. Hier werden die resultierenden Lastgänge in ein real existierendes Niederspannungsnetzmodell eingefügt, um die Lastflüsse zu simulieren. Das Netzmodell berücksichtigt hierbei entsprechend die in der elektrischen Netztopologie installierten Netzkomponenten, wie Stromleitungen und Transformatoren. Die Ergebnisse der zeitreihenbasierten Lastflussanalysen ermöglichen eine komponentenscharfe Aussage über mögliche Überlastungen, deren Schweregrad und den Zeitpunkten der Leistungsspitzen, welche zur Überschreitung der Grenzwerte geführt haben.

Anhand dieser Ergebnisse wird ersichtlich, dass kurzfristig keine Überlastungen zu erwarten sind. Gleichwohl wird ein mittelfristig existierender Bedarf attestiert. Für das Jahr 2050 kann gezeigt werden, dass in allen untersuchten Szenarien ohne einen Netzausbau, in allen Netzinseln Überlastungen, vorrangig im Bereich der Transformatoren in den Umspannstationen, zu erwarten sind.

Die Hauptursache der steigenden Belastung der Stromnetze kann vor allem auf den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen in einem elektrifizierten Wärmesystem zurückgeführt werden. Hier können Lastspitzen durch eine automatisierte prognostische Steuerung der Wärmepumpen, welche die künftige Wärmeerzeugung mit der gebäudenahen Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen auf Netzebene zeitlich möglichst geeignet koppeln, gedämpft werden. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine Fernauslesbarkeit sowie -steuerung der verwendeten technischen Installation unabdinglich. Weiter wird festgestellt,

dass ein Anschub an Wärmesanierungsmaßnahmen für Gebäude erheblich zur Reduzierung der gesamten Belastung des Stromnetzes sowie der anfallenden Leistungsspitzen beiträgt.

Die durch Elektromobilität verursachten Leistungsspitzen können durch zeitbasierte Ladestrategien gemindert werden. Eine Verschiebung der Ladevorgänge von Zeitpunkten mit anfallenden Lastspitzen in Zeiten einer geringeren Netzbelastung reicht jedoch nicht aus, um die auftretenden Überlastungen vollständig zu verhindern. Demnach kann die Flexibilisierung der Ladevorgänge der Elektromobilität nur einen Teilbeitrag zur Entlastung der Strominfrastruktur leisten.

Eine weitere grundlegende Erkenntnis aus diesem Projekt ist, dass die Niederspannungsnetzbetreiber, trotz flankierender Flexibilisierungsmaßnahmen, nicht umhinkommen, bauliche Maßnahmen zur Netzstabilität deutlich vor dem Jahr 2050 zu ergreifen. Hierbei betrifft der Ausbau der technischen Infrastruktur schwerpunktmäßig die Ortsnetztransformatoren sowie die abführenden Stromausleitungen in der Niederspannung. Aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten und Realisierungsdauer von Infrastrukturmaßnahmen, sowie langen Nutzungsdauern der eingesetzten Netzkomponenten, müssen die notwendigen Maßnahmen vom Verteilnetzbetreiber vorausschauend geplant und initiiert werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass mittel- und langfristig durch neue regulatorische aber auch technisch infrastrukturelle Maßnahmen die Netzstabilität auf Niederspannungsebene sichergestellt werden muss.

2. Welche Fortschritte ergeben sich für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse?

Die angewendete Projektmethodik kann auf unterschiedlichen Ebenen weiterentwickelt werden.

Im Hinblick auf die elektrische Netzsimulation gibt es weiteren Entwicklungsbedarf bei der Integrierung der Last- und Erzeugungsmodelle. Zukünftige von starren Lastgängen losgelöste Modellakteure die rückgekoppelt auf äußere Trigger in der Simulation reagieren würden, würden schneller und zielgenauer geeignete Maßnahmen ermittelbar machen. Beispielsweise könnte in „Echtzeit“ analysiert werden, wie sich Sperr- oder Reduktionszeiten von Wärmepumpen, immer im Zusammenspiel mit allen anderen Akteuren wie PV-Anlagen oder Elektromobilen, auf die Anzahl und Höhe der Überlastungszeitpunkte auswirken.

Im Bereich der Elektromobilität gibt es weiteren Forschungsbedarf bei der Abbildung der Entscheidung über den Zeitpunkt und Ort von Ladevorgängen. Hierbei spielen die derzeit nur schwer abschätzbare zukünftige Verfügbarkeit der unterschiedlichen Ladepunkttypen sowie das Ladeverhalten der Menschen eine Rolle. Gerade die Entwicklung von in Teilen in der Niederspannung verorteten halb-öffentlichen Ladepunkten bei Einkaufsgelegenheiten oder an Arbeitsplätzen muss weiterhin beobachtet werden, da dann in den zugehörigen Netzsinseln andere Lastspitzen auftreten können, als in den in diesem Projekt betrachteten Wohngebieten. Zur besseren Abbildung des Ladeverhaltens, sind reale Daten der beobachteten Entscheidungen nötig. Seit 2017 wird das Ladeverhalten beispielsweise im 83. deutschen Mobilitätspanel über ein Ladebuch erfasst. Bisher ist die Anzahl der BEV Nutzenden in der Stichprobe der Erhebung jedoch für valide Ergebnisse nicht ausreichend. Dies wird sich in wenigen Jahren ändern (MOP, 2018).

3. Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen

Grundsätzlich zeigen die Analysen, dass kein kurzfristiger, sondern ein mittel- bis langfristiger (10 Jahre und mehr) Handlungsbedarf zur Wahrung der Netzstabilität besteht. Da konventionelle Netzausbaumaßnahmen jedoch aufgrund des Flächenbedarfs, Tiefbaus

und den notwendigen Abstimmungsbedarfen mit anderen Gewerken lange Vorlauf- und Realisierungszeiten benötigen, müssen die Maßnahmen von den Verteilnetzbetreibern frühzeitig geplant und initiiert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer starken Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors bis zum Jahr 2050 in einer Vielzahl der Niederspannungsnetze Maßnahmen zu erwarten sind. Um Ressourcenengpässe und eine hohe Gleichzeitigkeit, sowie Abhängigkeit zwischen den Maßnahmen zu vermeiden, müssen diese vorausschauend innerhalb der nächsten Jahre und Jahrzehnte geplant werden. Weiterhin müssen Synergien mit notwendigen Erneuerungsmaßnahmen im Bestandsnetz genutzt werden.

4. Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen

Es ist aktuell kein Transfer in andere Branchen oder projektfremde Anwendungen durch die Projektpartner geplant und aufgrund derer Tätigkeiten auch nicht möglich.