

Einfluss einer elektrischen Ladeinfrastruktur in städtischen und ländlichen Niederspannungsnetzen auf die Netzplanung

Mirko Wahl*, Julian Sprey*, Moritz Maercks, Marius Sieberichs, Albert Moser

IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, Tel: 0241/80-96689, Fax: 0241/80-92197,
mw@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Die deutsche politische Zielsetzung sieht eine verstärkte Nutzung von Elektromobilität zur Reduzierung der CO₂-Emissionen vor. Daher wurden durch die deutsche Bundesregierung bereits verschiedene Anreizprogramme beschlossen, die auf die Ausweitung des elektrifizierten Verkehrs abzielen, so dass in den kommenden Jahren mit einer erhöhten Belastung der Niederspannungsnetze aufgrund von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen zu rechnen ist. Daher müssen die Niederspannungsnetze für ein privates Laden am Wohnraum ausreichend dimensioniert werden. In diesem Beitrag wird ein Modell zur Abbildung von Ladevorgängen in den Niederspannungsnetzen vorgestellt. Dabei werden die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf Basis einer statistisch generierten Nutzung von Personenkraftfahrzeugen bestimmt. Anschließend wird das Modell exemplarisch auf generische Niederspannungsnetze angewendet und der Nutzen einer lokalen Blindleistungsbereitstellung untersucht sowie planerische Maßnahmen zur Netzverstärkung bestimmt.

Keywords: Elektromobilität, Netzplanung, Niederspannung, Blindleistung

Der Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes „enera“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



SINTEG

SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

1 Hintergrund und Motivation

Die momentanen innerdeutschen und europäischen politischen Zielsetzungen sehen eine verstärkte Nutzung der Elektromobilität zur Reduzierung der CO₂-Emissionen vor. Daher wurden in Deutschland durch die Bundesregierung bereits verschiedene Anreize gesetzt, wie der „Umweltbonus“, der auf die Ausweitung des elektrifizierten Verkehrs abzielt, oder wie die Förderung der deutschen Ladeinfrastruktur mit dem im März 2017 gestarteten „Bundesprogramm Ladeinfrastruktur“ [1]. Ziel dieses Programms ist es, mit bis zu

15.000 Ladesäulen in der Bundesrepublik Deutschland eine öffentliche, flächendeckende Ladeinfrastruktur aufzubauen und damit die Entwicklung der Elektromobilität weiter zu beschleunigen. Neben rund 5000 Schnellladestationen ist der Anschluss von 10.000 Normalladestationen mit einer Leistung von bis zu 22 kW in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen vorgesehen [2]. Die Förderung beläuft sich dabei auf insgesamt 300 Mio. Euro und stellt u.a. als Bedingung, dass die Ladeleistung aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Weiterhin soll mit Maßnahmen wie der Einführung von Privilegien durch Sonderfahrspuren und Parkplätzen für Elektrofahrzeuge oder durch eine Kfz-Steuer-Befreiung die Attraktivität der Elektromobilität gesteigert werden.

Die Integration der Ladeinfrastruktur in die Stromnetze stellt dabei insbesondere die Verteilernetzbetreiber vor neue Aufgaben und Herausforderungen. Neben der Platzierung von Ladesäulen innerhalb von privaten Wohnbereichen ist der Netzanschlusspunkt von öffentlichen Ladesäulen stark von strukturellen Unterschieden durch Bebauung und Flächennutzung abhängig. Zudem ist eine strukturelle Unterscheidung sinnvoll, da in ländlichen Netzen ein Ladevorgang von nur wenigen Elektrofahrzeugen zur gleichen Zeit im selben Abgang erforderlich sein kann, während in innerstädtischen Gebieten das Laden von einer Vielzahl an Fahrzeugen gleichzeitig ermöglicht werden muss. In ländlichen Gebieten ist zudem mit einem Laden auf privaten Grundstücken zu rechnen, wohingegen in städtischen Gebieten das Laden voraussichtlich vermehrt im öffentlichen Raum erfolgen wird. Sowohl private Ladestationen bei einem Netzkunden zu Hause, als auch öffentliche Ladestationen, beispielsweise am Straßenrand, werden daher bei kleinen Ladeleistungen voraussichtlich vermehrt in der Niederspannungsebene (NS) angebunden. Daher ist insbesondere mit einer zunehmenden Belastung der Niederspannungsnetze zu rechnen.

Die verstärkte Nutzung der Elektromobilität wirkt sich daher in zwei verschiedenen Bereichen auf die Netzplanung aus. Zum einen müssen zur Auslegung der Niederspannungsnetze die durch die neuen Verbraucher veränderten Netzbelastungen, die räumliche Verteilung der Elektrofahrzeuge und die Ladeinfrastruktur prognostiziert werden. Zum anderen müssen die Netze derart geplant werden, dass auch bei einem gleichzeitigen Laden mehrerer Fahrzeuge ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Dabei stehen dem Netzbetreiber verschiedene Optionen zur Verfügung. Aufgrund der sehr wahrscheinlich mit Kommunikationstechnik angebundenen Ladeinfrastruktur hat er zukünftig beispielsweise verschiedene Möglichkeiten den Ladevorgang zu beeinflussen. So ist davon auszugehen, dass durch eine Anpassung des Arbeitspunktes des Gleichrichters die dem Netz zur Verfügung gestellte Blindleistung geregelt wird, ohne dabei die Ladeleistung reduzieren zu müssen. Da durch eine zunehmende Durchdringung von Elektrofahrzeugen zunehmend mit Spannungshaltungsproblem in Niederspannungsnetzen zu rechnen ist, wird in diesem Beitrag der Einfluss einer möglichen Ladeinfrastruktur auf die Ausbauplanung von Niederspannungsnetzen bestimmt.

Dazu werden zunächst mittels statistischer Nutzungsprofile von Personenkraftwagen der Ladebedarf von Elektrofahrzeugen und eine Ladeinfrastruktur in Niederspannungsnetzen modelliert. Anschließend wird durch eine Sensitivitätsanalyse der Einfluss unterschiedlicher Durchdringungsgrade von Elektrofahrzeugen bei verschiedenen Regelungen des Blindleistungsmanagements auf den Netzausbau innerhalb der Niederspannungsebene bestimmt.

2 Elektromobilität

2.1 Ladeinfrastruktur in der Niederspannung

Alle heute erhältlichen Elektrofahrzeuge können an einer normalen Haushaltsteckdose mit einer Leistung von bis zu 3,7 kW geladen werden [3]. Ein Großteil der Elektrofahrzeuge wird demnach voraussichtlich, wie die meisten elektrischen Endverbraucher, in den Niederspannungsnetzen angeschlossen werden. Nach heutigem Stand sind jedoch weitaus höhere Ladeleistungen möglich und üblich. Die Leistung sogenannter Normladesäulen reicht von 3,7 kW bis 22 kW [4]. Schnellladesäulen, auf Basis von Gleichstromtechnologie, ermöglichen deutlich höhere Ladeleistungen von bis zu 150 kW und zukünftig bis zu 350 kW [5]. Die Entscheidung, welche Technologie eingesetzt wird, richtet sich danach, wo, wann und warum geladen werden soll [6].

Grundsätzlich kann zwischen privaten und öffentlich zugänglichen Aufstellorten von Ladesäulen unterschieden werden. Private Aufstellorte sind etwa Garagen und Stellplätze beim Eigenheim, Parkplätze von Wohnanlagen, Mehrfamilienhäusern oder von Wohnblocks sowie Firmenparkplätze. Öffentlich zugängliche Stellplätze sind demgegenüber etwa Autohöfe, Autobahnraststätten, Tankstellen, Einkaufszentren, Parkhäuser, Kundenparkplätze oder öffentliche Parkplätze z.B. am Straßenrand. [7]

Der private Aufstellort von Ladesäulen macht nach heutigem Stand in Deutschland einen Anteil von 85 % der gesamten Ladeinfrastruktur aus [7]. Elektrofahrzeuge werden zu Hause in einer Garage oder auf einem Stellplatz abgestellt und geladen. Das Fahrzeug wird am Tag oder über Nacht geladen. Aufgrund der durchschnittlich hohen Fahrzeugstandzeiten werden in den meisten Fällen keine kurzen Ladezeiten erforderlich sein [8], sodass Schnellladesäulen im privaten Bereich voraussichtlich nachrangig eingesetzt werden.

Schnellladesäulen auf Basis von Gleichstromtechnologie sind dort technisch und wirtschaftlich sinnvoll, wo das Fahrzeug nur für einen kurzen Zeitraum abgestellt werden kann [4]. Dies trifft insbesondere auf öffentlich zugängliche Ladesäulen zu. Doch auch Straßenlaternen können für Ladesäulen genutzt werden. Bei der bestehenden Laterneninfrastruktur wäre jedoch nach heutigem Stand das Laden von nur einem Fahrzeug mit bis zu 11 kW möglich [9]. Auch ist der Anteil an Laternenparkern bei privaten Pkw-Haltern sehr gering [10], sodass auch zukünftig zu erwarten ist, dass Laternenladesäulen lediglich einen geringen Anteil an der Ladeinfrastruktur ausmachen werden.

Für Netzbetreiber besteht die größte Herausforderung hinsichtlich der Ermittlung eines adäquaten Netzausbaus bei zunehmender Elektromobilitätsnutzung bei der Prognose der räumlichen Verteilung zur Ladeinfrastruktur im privaten Bereich [11]. Nicht nur, weil Elektrofahrzeuge an normalen Steckdosen geladen werden können und somit jede Steckdose zum Laden eines Fahrzeugs in Frage kommt [12], auch besteht im Allgemeinen keine Meldepflicht für private Ladestationen [11] [13]. So stellt sich die Frage, wo Ladesäulen zu erwarten sind, um ihren Einfluss auf die Niederspannungsnetze zu bewerten und in der Ausbauplanung entsprechend zu berücksichtigen.

Die verschiedenen möglichen Aufstellorte legen nahe, dass die Anschlussorte der Elektrofahrzeuge von der Bebauungsstruktur abhängig sind. Das bedeutet, dass mögliche Ausprägungen der Ladeinfrastruktur in Niederspannungsnetzen über eine Analyse der Art der

Gebäude (d.h. Einfamilien-, Mehrfamilienhaus, Wohnblock etc.) und der verfügbaren Stellflächen für Fahrzeuge (Garagen, Parkplätze, Straßenrand...) abgeschätzt werden können. Weitere Einflussfaktoren sind die Einwohnerzahl sowie die Anzahl zugelassener Kraftfahrzeuge innerhalb der betrachteten Region.

Sowohl Bebauungsstruktur, Einwohnerzahl als auch Kfz-Zulassungen können über öffentlich verfügbare Daten recherchiert werden. Für die Bebauungsstruktur können beispielsweise Daten des europaweiten Projekts CORINE Land Cover (CLC) verwendet werden. Für die CLC-Daten wurden Satellitendaten in einem 100 m x 100 m Raster ausgewertet und 44 Landbedeckungs- und Landnutzungsklassen wie z.B. Siedlungsflächen, landwirtschaftlich genutzten Flächen o.ä. zugeordnet [14]. Weiterhin sind über OpenStreetMap Daten zu Gebäudegrundrissen verfügbar. Abbildung 1 zeigt eine Auswertung der CLC-Daten in Verbindung mit den von OpenStreetMap verfügbaren Gebäudegrundrissen. In der Abbildung sind bebaute Flächen nach ihrer Bebauungsstruktur eingefärbt. Bebaute, bewohnbare Flächen sind mit den Bebauungsstrukturtypen Kernstadt und Stadt gekennzeichnet, wobei Kernstadt den innerstädtischen Bereich repräsentiert. Der Typ Andere kennzeichnet bebaute Gewerbe- und Industrieflächen, oder anders genutzte Flächen, wie z.B. Friedhöfe oder Sportanlagen. Die Auswertung der Bebauungsstruktur in Kombination mit der Anzahl der Gebäude sowie weiteren Daten wie der Einwohnerzahl je Gemeinde kann bei der Ableitung möglicher Ladeinfrastrukturen für die gezeigte Region genutzt werden.

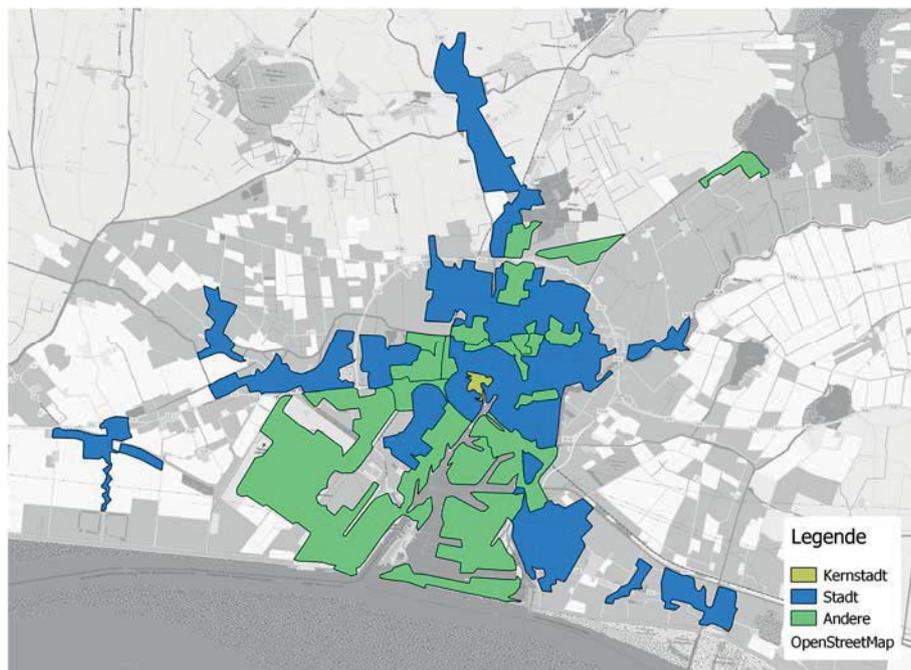


Abbildung 1: Auswertung der Corine Land Cover Daten am Beispiel von Emden

2.2 Private Nutzung von Personenkraftfahrzeugen

Privat genutzte Fahrzeuge machen den größten Anteil an Fahrzeugen aus [6]. Die Art der Nutzung, das heißt der Fahrzweck, kann dabei vielfältig unterschieden werden. Mögliche Fahrzwecke sind beispielsweise: Heimweg, Weg zum zweiten Wohnsitz, Arbeitsweg, Ausbildungsweg, Einkaufsweg, Freizeitweg oder der Weg nach außer Haus [6]. Für jede der möglichen Nutzungsarten ist grundsätzlich ein Fahrprofil bestimmbar. Dazu sind Angaben zu

den Fahrten, d.h. die Fahrtzeit, (durchschnittl.) Geschwindigkeit, Strecke, aber auch Abfahrt- und Ankunftszeit [6] erforderlich. Aufgrund der individuellen Nutzung der Fahrzeuge können jedem Fahrzweck jedoch nicht allgemeingültige Fahrdaten zugeordnet werden. Weiterhin sind aufgrund der Sensibilität entsprechender Daten zum Nutzerverhalten von Kfz, diese nur begrenzt öffentlich verfügbar. In [15] sind jedoch Häufigkeitsangaben zu Fahrdaten wie Fahrzweck oder Abfahrtszeiten angegeben. Weiterhin werden auch in [3, 16] Häufigkeitsverteilungen von Fahrdaten dargestellt. Über diese Datenbasis können exemplarische Fahrprofile abgeleitet werden.

Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit ist dazu eine Reduzierung der verschiedenen Nutzungsarten auf die Kategorien Pendler und Erledigungsfahrten sinnvoll. Pendler nutzen ein Fahrzeug für den Weg zur Arbeits- oder Ausbildungsstätte und zurück. Erledigungsfahrten repräsentieren kurze Fahrten, wie den Weg zum Einkaufszentrum oder Freizeitaktivitäten.

2.3 Elektrische Ladeprofile von Personenkraftfahrzeugen

Aus der privaten Nutzung von Personenkraftfahrzeugen können elektrische Ladeprofile abgeleitet werden, wobei implizit angenommen wird, dass Elektrofahrzeuge genauso wie herkömmliche Fahrzeuge genutzt werden. Grundsätzlich kommt zunächst potenziell jeder Zeitpunkt für einen elektrischen Ladevorgang in Frage, zu dem ein Fahrzeug steht/geparkt ist, sofern eine Ladesäule bzw. Lademöglichkeit verfügbar ist [17]. Da die heutige Ladeinfrastruktur zu hohem Anteil privat ist, wird ein Großteil der Ladevorgänge voraussichtlich in Privathaushalten stattfinden [7]. Die Höhe der Ladeleistung ist dabei von der installierten Ladeinfrastruktur abhängig. Für diese könnte grundsätzlich jede Leistungsklasse von Ladesäulen, d.h. von 3,7 kW über eine Normalladesäule bis zu 150 kW bei Schnellladesäulen in Frage kommen. Jedoch stellt das einphasige AC-Laden die einfachste und günstigste Ladetechnik dar [5], sodass auch aufgrund von hohen Fahrzeugstandzeiten, z.B. über Nacht, die Installation einer Normalladesäule als wahrscheinlich zu erachten ist. Die zeitliche Komponente des Ladeprofiles hängt neben der Standzeit des Fahrzeugs davon ab, wann der Nutzer das Auto lädt und welchen Ladezustand die Fahrzeugbatterie bei Ladebeginn hat. Unter der Annahme, dass keine Preisanreize für das Laden von Elektrofahrzeugen gesetzt werden, ist das direkte Laden des Fahrzeuges durch den Nutzer das wahrscheinlichste Szenario.

2.4 Blindleistung

Ein Wirkleistungsbezug von Verbrauchern führt in der Regel zu einer Spannungssenkung am Anschlusspunkt im Niederspannungsnetz. Eine Steuerung der Blindleistung an diesem Anschlusspunkt kann die Spannung erhöhen und somit einen Beitrag zur Spannungshaltung im Netz leisten. Da Batterien mit Gleichstrom geladen werden müssen, ist davon auszugehen, dass an sämtlichen Ladestationen ein Gleichrichter installiert wird, der den Wechselstrom des Niederspannungsnetzes in Gleichstrom umwandelt. Gleichrichter können bei aktuellem Stand der Technik sowohl induktive als auch reaktive Blindleistung bereitstellen. Zur Blindleistungsbereitstellung eines Gleichrichters sind mehrere Möglichkeiten denkbar. Dies kann etwa über eine Vorgabe zur Einhaltung eines bestimmten Leistungsfaktors, einer Kennlinie oder einer anlagenscharfen Regelung umgesetzt werden. Der aktuelle Entwurf der VDE-AR-N 4100 sieht bei Anschluss eines Elektrofahrzeuges eine Blindleistungsbereitstellung

in Abhängigkeit der bezogenen Wirkleistung im Bereich von $\cos \phi = 0,9$ und $\cos \phi = 1$ vor. Wobei $\cos \phi$ auch als Leistungsfaktor bezeichnet wird. Sollte die Bemessungsleistung der Ladesäule 4,6 kVA übersteigen, bspw. im Falle eines dreiphasigen Ladens, kann der Netzbetreiber zusätzliche Vorgaben wie bspw. das Einhalten einer Kennlinie im Bereich $\cos \phi = \pm 0,9$ vorgeben. Eine mögliche Kennlinie ist exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt. Grundsätzlich ist zwischen Entlade- und Ladevorgang zu unterscheiden, im Rahmen dieses Beitrages wird jedoch nur der Ladevorgang näher untersucht.

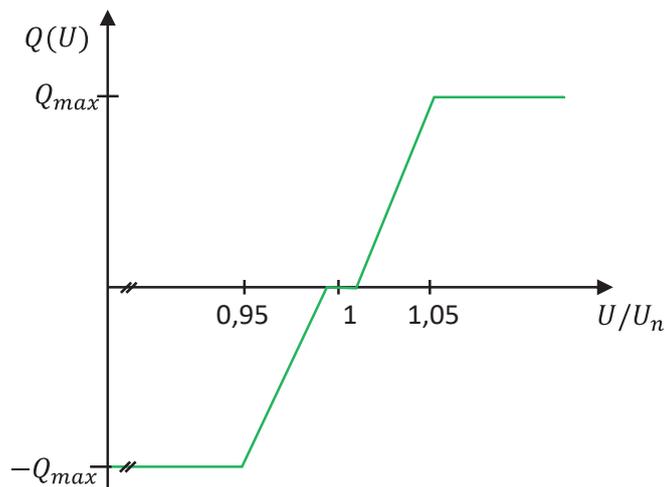


Abbildung 2: Exemplarische Blindleistungsregelungskennlinie

Während des Ladevorgangs wird die bezogene Ladeleistung P_{Laden} als konstant angenommen, da so in minimaler Zeit die Batterie wieder vollständig geladen ist, womit der Nutzen des Netzkunden voraussichtlich maximiert wird. Daher wird eine $\cos(\phi)$ (P)-Kennlinie in diesem Zusammenhang nicht weiter berücksichtigt und der Fokus auf eine $Q(U)$ -Kennlinie gelegt. Das bedeutet, dass der Gleichrichter in Abhängigkeit der gemessenen Netzspannung Blindleistung bereitstellt. Die Messung zur Blindleistungsregelung kann dabei an verschiedenen Stellen im Netz denkbar sein. Unter einer lokalen Regelung wird hier die Messung der Spannung zur Blindleistungsregelung direkt am Netzanschlusspunkt verstanden. Dies entspricht der Seite der Wechselspannung des Gleichrichters. Eine andere Variante ist die Messung der Spannung zur Blindleistungsregelung am Ende eines NS-Abgangs, da hier zu Zeiten hoher Leistungsnachfrage die Spannung in der Regel am niedrigsten ist. Kommt es zu einer hohen Leistungseinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, ist die Spannung am Ende eines NS-Strangs hingegen in der Regel am höchsten. Beachtet werden muss jedoch, dass eine Regelung bzgl. der Spannung am Strangende nur mittels Fernwirktechnik realisiert werden kann und somit zu höheren Kosten führt. Die maximal zur Verfügung stehende Blindleistung Q_{max} kann dabei in Abhängigkeit des Gleichrichters parametrisiert und sowohl induktiv als auch reaktiv bereitgestellt werden.

3 Methode

Im folgenden Kapitel wird das methodische Vorgehen erläutert. Zunächst wird auf die Modellierung der privaten Nutzung von Personenkraftfahrzeugen und anschließend auf den Ablauf der Netzplanungssimulation eingegangen.

3.1 Modellierung von Fahr- und Ladeprofilen privat genutzter Personenkraftfahrzeuge

Öffentlich verfügbare Daten zur privaten Nutzung von Fahrzeugen sind aufgrund der Sensibilität der Daten in der Regel nur anonymisiert und als Häufigkeitsverteilungen aufbereitet verfügbar. Aufgrund dieser Datenbasis bietet es sich an, über stochastische Ziehungen aus den Verteilungen exemplarische Fahrprofile für Pendler und Erledigungsfahrten zu generieren. Die dazu angewandte Methode ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

Neben den Fahrtypen sowie Verteilungsfunktionen zu den Fahrdaten sind weiterhin Fahrzeugtypen und Fahrzeugdaten, d.h. Angaben zum durchschnittlichen Energieverbrauch, zur Batteriekapazität und zur Ladeleistung, sowie zu der Ladestrategie erforderlich. Für jedes Fahrzeug kann dann, nach einer Zuordnung von Verbrauch, Batteriekapazität, Ladeleistung und Ladestrategie, über Ziehungen aus derartigen Verteilungen ein Fahrprofil modelliert werden. Hierbei werden geeignete und erforderliche Restriktionen berücksichtigt. So darf die tägliche Fahrleistung und damit der tägliche Energieverbrauch die Batteriekapazität des Fahrzeuges nicht übersteigen. Weiterhin wird gewährleistet, dass der Ladezeitraum ausreichend groß ist, damit der Energieverbrauch der nächstfolgenden Fahrt gedeckt ist.

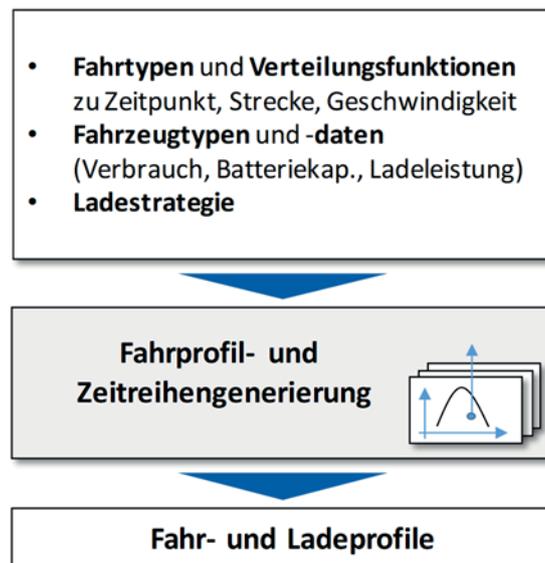


Abbildung 3: Methode zur Ermittlung von Fahr- und Ladeprofilen

Der Fahrtyp Pendler weist an jedem Werktag das gleiche Fahrverhalten auf. Erledigungsfahrten weisen täglich unterschiedliche Fahrprofile auf. Abbildung 4 zeigt auf der in Kapitel 2.2 genannten Datenbasis generierte, exemplarische Fahrprofile von Pendlern an einem Werktag. Unter der angenommenen Ladestrategie, dass diese Pendler nach der Rückfahrt sofort mit einer Ladeleistung von 11 kW laden, ergibt sich damit der kumulierte Tageslastgang der zehn Pendler wie in Abbildung 4 dargestellt.

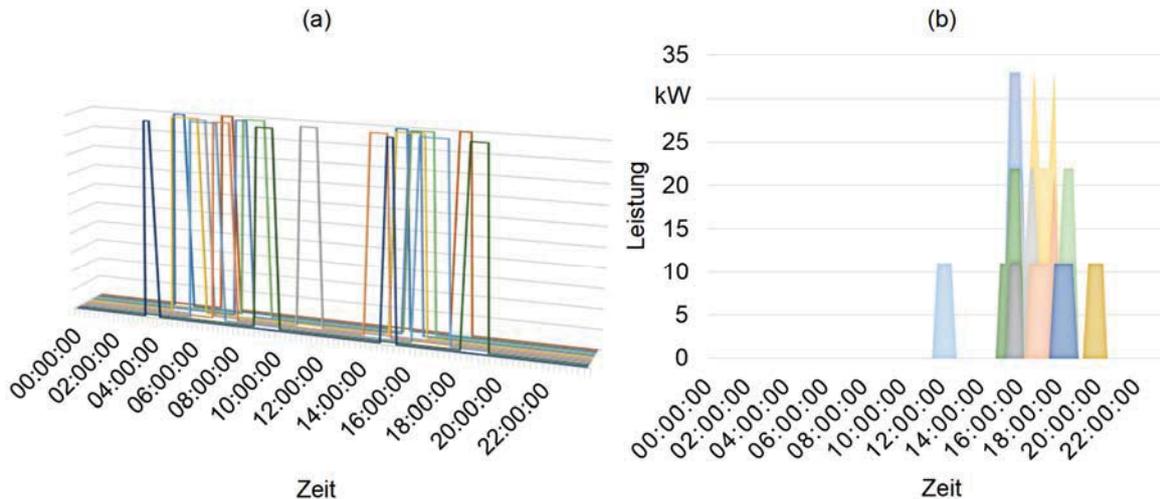


Abbildung 4: Exemplarische Fahrprofile von Pendlern an einem Werktag (a) und kumulierter Tageslastgang der Pendler an einem Werktag (b)

3.2 Simulation der Netzplanung

Der Ablauf der Netzplanungssimulation ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt. Die Simulation der Netzplanung läuft dabei in zwei Schritten ab. Im ersten Schritt wird die Ladeinfrastruktur in Abhängigkeit der Szenarien generiert sowie die Fahr- und Ladeprofile erstellt. Die Szenarien dienen der Abbildung verschiedener Durchdringungsgrade von Elektrofahrzeugen und sind in Kapitel 4 definiert. Im zweiten Schritt findet eine iterative Netzausbauplanung statt. Hierbei lassen sich die Schritte Netzbetriebsplanung, Prüfung der technischen Randbedingungen und Netzausbau unterscheiden. Im Rahmen der hier durchgeführten Netzbetriebsplanung werden vier Wochen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten simuliert. Zudem kommt hier die Blindleistungsregelung der Gleichrichter zum Einsatz, wie sie in Kapitel 4 beschrieben ist.

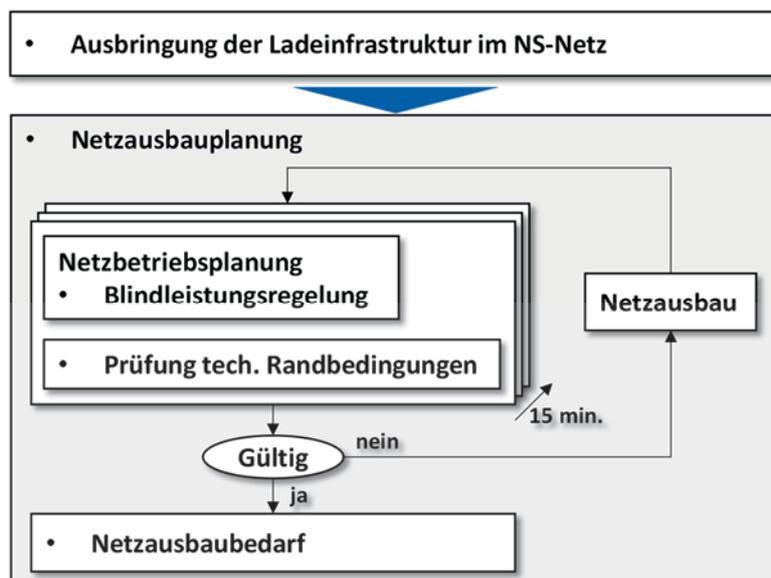


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Netzplanungssimulation

Bei der Prüfung der technischen Randbedingungen wird überprüft, ob es während des Netzbetriebs zu unzulässigen Verletzungen dieser Randbedingungen kommt. Die hier untersuchten technischen Randbedingungen sind das zulässige Spannungsband sowie thermische Grenzströme der Betriebsmittel. Das zulässige Spannungsband definiert den Betriebsbereich des Netzes bzgl. der Spannung. Hierbei sind Netzbetreiber in der Niederspannungsebene dazu verpflichtet dafür Sorge zu tragen, dass es zu keiner Zeit zu einer Abweichung von der Nennspannung um mehr als $\pm 10\%$ am Netzanschlusspunkt kommt [18]. Der thermische Grenzstrom begrenzt den Betriebsstrom; kommt es im Netzbetrieb zu Stromstärken, die höher als der technische Grenzstrom sind, kann dies zu Schäden an Betriebsmitteln führen.

Als netzplanerische Freiheitsgrade werden der Zubau von Leitungen und sowohl konventionellen als auch regelbaren Ortsnetztransformatoren (ONT) zur Verfügung gestellt. Besteht nach Anwendung der Blindleistungsregelung noch eine Spannungsbandverletzung wird der ONT zunächst durch einen regelbaren ONT ersetzt. Im Falle einer thermischen Überlastung des ONT oder einer Leitung findet ein entsprechender paralleler Zubau eines identischen Betriebsmittels statt. Dies erfolgt so lange, bis es zu keiner technischen Grenzverletzung mehr kommt und das Netz für seine Versorgungsaufgabe dimensioniert ist.

3.2.1 Blindleistungsregelung

Zur Untersuchung des Einflusses einer Blindleistungsregelung auf den Netzausbaubedarf wird die in Abbildung 2 dargestellte $Q(U)$ -Kennlinie angewendet. Hierbei findet eine lokale Blindleistungsregelung statt, d.h., die bereitgestellte Blindleistung des Gleichrichters ist von der Spannung am Netzanschlusspunkt abhängig. Zur Vermeidung einer häufigen Regelung wird um $U_n = 400\text{ V}$ ein Totband wie in der Kennlinie dargestellt eingeführt. Die betragsmäßige maximale Blindleistung wird mittels $\cos(\phi) = 0,9$ bestimmt, da Gleichrichter nach Entwurf der VDE-AR-N 4100 zu einem Arbeitsbereich mit einem maximalen Leistungsfaktor von 0,9 in der Lage sein müssen. Die beschriebene Kennlinie erreicht die maximale Blindleistungsbereitstellung bei einer fünfprozentigen Abweichung von der Nennspannung. Als Referenzfall wird von einem konstanten $\cos(\phi) = 1$ ausgegangen.

4 Ergebnisse

Zur Bestimmung der Auswirkung einer elektrischen Ladestruktur in der Niederspannungsebene auf die Netzplanung werden zwei exemplarische Netze untersucht. Das erste Netz weist dabei eine städtische Struktur auf und hat somit eine hohe Lastdichte und eine geringe Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA). Das zweite exemplarische Netz stellt ein ländliches Netz mit geringer Lastdichte und einer hohen Anzahl an DEA dar. Über das städtische Netz sind 75 Haushalte und PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 44 kW angebunden. Über das ländliche Netz sind ebenfalls 75 Haushalte und PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 385 kW angebunden. Die Netze und die Verbrauchszeitreihen der Haushaltskunden wurden auf Basis erprobter Modelle bestimmt.

Die Netze werden für verschiedene Szenarien bzgl. der Durchdringung von Elektrofahrzeugen untersucht. Besitzt ein Haushalt ein Elektrofahrzeug, so wird angenommen, dass eine Ladesäule an dem Haus installiert wird. Zur Berücksichtigung einer Spannungsabweichung im vorgelagerten MS-Netz sowie eines Spannungsabfalls am ONT werden zudem

unterschiedliche Spannungsvorgaben für den Anfang des NS-Abgangs über die Szenarien abgebildet. Die resultierenden Szenarien sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Szenario	Haushalt mit E-Fahrzeug	Spannung ONT	Szenario	Haushalt mit E-Fahrzeug	Spannung ONT
Szenario A	50 %	0,95 U _n	Szenario C	100 %	0,95 U _n
Szenario B	50 %	0,975 U _n	Szenario D	100 %	0,975 U _n

Tabelle 1: Übersicht Szenarien

Die Simulationsergebnisse der Szenarien sind den Diagrammen in Abbildung 6 zu entnehmen. Jedes Szenario wurde hierbei einmal mit und einmal ohne eine Anwendung der Blindleistungsregelung berechnet. Auf der y-Achse ist die relative Anzahl von Spannungsbandverletzung aufgetragen, wobei das Szenario A ohne Anwendung der Kennlinie als Referenzfall für die Untersuchungen in Szenario A sowie Szenario B und Szenario C ohne Anwendung der Kennlinie als Referenzfall für die Untersuchungen in Szenario C und Szenario D dient. Die Anzahl der Spannungsbandverletzungen steigt mit der Anzahl der E-Fahrzeuge, so dass sich im städtischen Netz die Anzahl der Spannungsbandverletzung zwischen Szenario A und Szenario C im Referenzfall etwa verdoppelt. Im ländlichen Netz steigt hier die Anzahl der Spannungsbandverletzung zwischen Szenario A und Szenario C um 65 % an, wobei hier bereits im Fall mit 50 % E-Fahrzeugen deutlich mehr Spannungsbandverletzungen auftreten als im städtischen Netz auftreten.

Das linke Diagramm zeigt die Ergebnisse für das städtische Netz und das rechte Diagramm zeigt die Ergebnisse für das ländliche Netz. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Anwendung einer Kennlinie die Anzahl von Spannungsbandverletzungen deutlich reduzieren kann. Besonders im städtischen Netz ist hier eine Reduzierung um bis zu 65 % in Szenario D möglich. Im ländlichen Netz beträgt die maximale Reduzierung ca. 35 %.

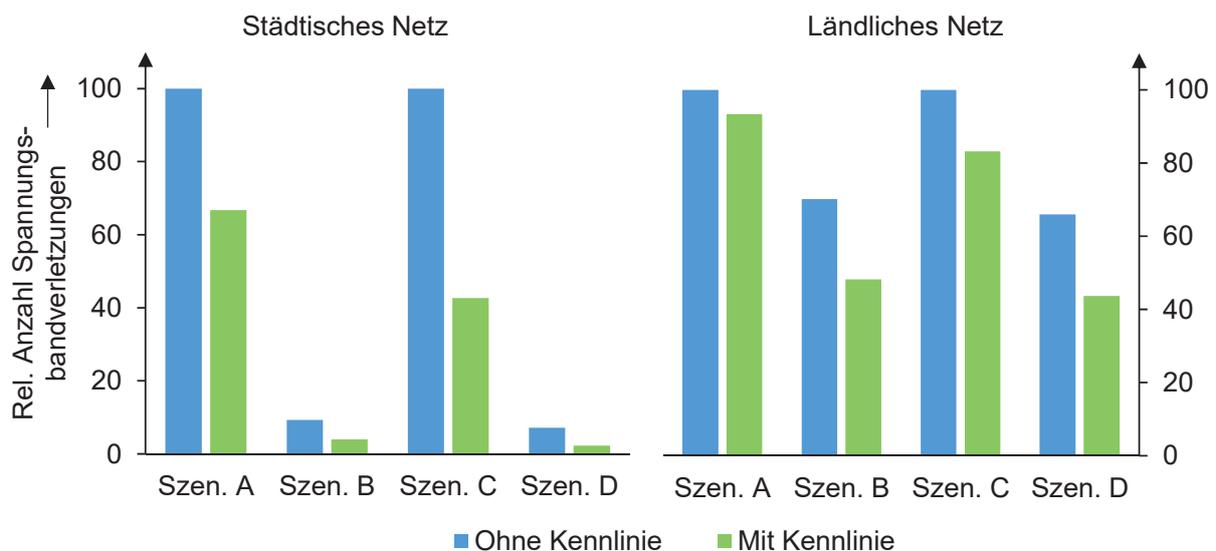


Abbildung 6: Simulationsergebnisse

Im ländlichen Netz kommt es in keinem Szenario zu einer thermischen Überlastung eines Betriebsmittels, wohingegen im städtischen Netz der ONT in allen Szenarien überlastet wird

und verstärkt ausgelegt werden müsste. Die Anwendung der Blindleistungskennlinie hat zudem einen geringen entlastenden Effekt auf den ONT. So sinkt die Auslastung des ONT in Szenario A und Szenario B von 111 % auf 108 % durch Anwendung der Kennlinie. In Szenario C und Szenario D sinkt die Auslastung von 129 % auf 114 %. Trotz vollständiger Ausstattung der Haushalte mit E-Fahrzeugen kommt es zu keiner Leitungsüberlastung in Szenario C und D.

Zur Versorgung aller Elektrofahrzeuge wird für die hier untersuchten Netze ein Ausbaubedarf ermittelt. Im exemplarischen städtischen Netz kommt es neben Spannungsbandverletzungen auch zu einer Überlastung des ONT in allen Untersuchungen, so dass hier ein leistungsfähigerer bzw. ein zusätzlicher paralleler ONT gebaut werden müsste. Aufgrund der Spannungsbandverletzungen sollte der ONT regelbar sein. Niederspannungsleitungen müssen dann nicht zugebaut werden. Für das exemplarische ländliche Netz sind die Niederspannungsleitungen und der ONT ausreichend dimensioniert. Jedoch sollte hier der ONT ebenfalls regelbar sein, um die Spannungshaltungsprobleme zu beheben. Somit sollte im Rahmen der Netzausbauplanung in Hinblick auf die zunehmende Elektromobilitätsnutzung die Spannungshaltung besonders berücksichtigt werden. Zudem sollte ein Spannungsabfall im vorgelagerten Mittelspannungsnetze möglichst gering sein oder mit einem regelbaren ONT ausgeglichen werden.

5 Zusammenfassung

Die Förderung des Ausbaus der elektrischen Ladeinfrastruktur ist ein wesentlicher Bestandteil für die politisch anvisierte stärkere Nutzung der Elektromobilität. Jedoch stellt eine starke Nutzung von Elektrofahrzeugen die Verteilnetzbetreiber vor weitere Herausforderungen. Im Rahmen der Netzplanung muss zum einen die zukünftige Ladeinfrastruktur prognostiziert werden, zum anderen muss trotz mehrerer gleichzeitiger Ladevorgänge die elektrische Energieversorgung sichergestellt werden.

Bereits heute existieren weitaus mehr private als öffentliche Ladesäulen. Auch ist in Zukunft zu erwarten, dass Ladesäulen zu einem hohen Anteil privat aufgestellt werden. Daher wird für die Netzplanung in den Niederspannungsnetzen besonders die räumliche Verteilung der Ladeinfrastruktur von Relevanz sein. Einen Anhaltspunkt für die Platzierung von Ladesäulen können die Bebauungsstruktur und Daten wie beispielsweise die Einwohnerzahl bieten.

Die exemplarischen Untersuchungen zeigen, dass durch eine zunehmende Nutzung von E-Fahrzeugen Spannungshaltungsprobleme in einigen NS-Netzen absehbar sind. Zur Behebung von Spannungshaltungsproblemen kann der Einsatz einer Blindleistungsregelung eine Installation eines regelbaren ONT sinnvoll ergänzen. In städtischen Netzen stellt die Bemessungsleistung derzeit installierter ONT möglicherweise einen Engpass dar, wobei in ländlichen Netzen der weniger stark erhöhte Leistungsbezug voraussichtlich weniger Überlastungen der Betriebsmittel mit sich bringt.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Großer Andrang auf Bundesprogramm Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter:

- <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/grosser-andrang-bundesprogramm-ladeinfrastruktur>. (10.01.2018).
- [2] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/foerderrichtlinie-ladeinfrastruktur-elektrofahrzeuge.html> (10.01.2018).
- [3] P. R. R. Nobis, Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München, 2016.
- [4] Rupert Haslinger, "E-Mobilität kommt in Fahrt: Solares Laden von Elektrofahrzeugen," emw, Nr. 6, 2017.
- [5] Tino Noske und Michael Mercker, "E-Mobilität: Phasenwähler als Alternative zum Netzausbau," ew Magazin für die Energiewirtschaft, Nr. 10, 2017.
- [6] F. Kley, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Entwicklung und Bewertung einer Ausbaustrategie auf Basis des Fahrverhaltens. Zugl.: Karlsruhe, KIT, Diss., 2011. Stuttgart: Fraunhofer Verl., 2011.
- [7] NPE Nationale Plattform Elektromobilität, "Übersicht über die Standorte der Ladeinfrastruktur,"
- [8] M. Dietmannsberger, M. Meyer und M. Schumann, "Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg": Metastudie im Auftrag von Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein GmbH. Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität Universität der Bundeswehr Professur für Elektrische Energiesysteme, 2017.
- [9] Dominik Maihöfner, Maximilian Vetter, Tim Plößler und Jutta Hanson, "Integration of Possible Charging Infrastructures for Electric Vehicles in an Existing Distribution Network," Nov. 2017.
- [10] Martin Wietschel, Patrick Plötzl, André Kühn und Till Gnann, "Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge," 2013.
- [11] Selma Lossau, "Ohne starkes Stromnetz geht es nicht: Herausforderung Elektromobilität," emw Energie. Markt. Wettbewerb., Nr. 6, 2017.
- [12] "Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE -Strom auf Verteilnetzebene," 2015.
- [13] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, "Leitfaden für Private: Genehmigungsverfahren Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge," 2017.
- [14] Copernicus Land Monitoring Service, CORINE Land Cover. Verfügbar unter: <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover> (07.01.2018).
- [15] infas und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., "Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht Struktur - Aufkommen - Emissionen - Trends," Bonn und Berlin, 2010.
- [16] Economie du développement durable, de l'environnement et de l'environnement et de l'énergie, "Les véhicules électriques en perspective," 2011.
- [17] Markus Gorski und Dominique Bornhöft, "Wo stehst du, Ladesäule?," Nr. 5, S. 10–12, 2017.
- [18] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 50160, 2011.