

Der Einfluss von E-Pkw auf Niederspannungsnetze

Alexandra Märtz¹, Antonia Nickel, Patrick Jochem und Wolf Fichtner

Karlsruher Institut für Technologie (KIT),
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP),
Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, D-76187 Karlsruhe, Deutschland
alexandra.maertz@kit.edu
www.iip.kit.edu

Kurzfassung:

Aufgrund der steigenden Marktdurchdringung von E-Pkw und der damit verbundenen zusätzlichen Stromnachfrage gewinnen Analysen zu Netzauswirkungen immer mehr an Bedeutung. Da die zusätzlichen Lasten von E-Pkw zu kritischen Netzsituationen führen können, müssen die relevanten potenziellen Schwachstellen im Netz rechtzeitig identifiziert werden, um einen entsprechenden (in der Regel langwierigen) Netzausbau – bzw. anderweitige Maßnahmen (z.B. zeitverzögertes Laden) – anzustoßen und somit einen Netzengpass bzw. eine Beschädigung der Betriebsmittel zu vermeiden.

Das Paper untersucht in einem ersten Schritt die Faktoren, welche einen maßgeblichen Einfluss auf die Netzsituation in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von E-Pkw haben. Dazu werden zuerst die Topologieeigenschaften von Verteilnetzen charakterisiert, bevor die Parameter identifiziert werden, welche für eine Analyse der zusätzlichen Netzelastung durch E-Pkw eine entscheidende Rolle spielen. Hierbei werden beispielsweise die Marktdurchdringung sowie die Ladeleistung als maßgebliche Einflussfaktoren festgestellt. Die meisten Studien belegen, dass eine geringe Marktdurchdringung zu keinen übermäßigen Netzelastungen führt. Bei einer hohen Marktdurchdringung in Kombination mit einer hohen Ladeleistung kann es allerdings zu kritischen Netzsituationen kommen. Eine weitere kritische Einflussgröße ist die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge.

Die im Rahmen der Literaturanalyse festgestellten Einflussfaktoren sollen durch eine Case Study evaluiert werden. Hierzu wird für einen Ausschnitt eines Niederspannungsnetzes einer Kleinstadt in Baden-Württemberg eine Lastflussberechnung unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien durchgeführt. Dabei soll der zusätzliche Elektrizitätsbedarf und die damit verbundene höhere Netzelastung durch E-Pkw mit dem Fokus auf Verteilnetze analysiert werden. Die Netzzustände werden dabei hinsichtlich thermischer und spannungsbedingter Überlastung untersucht.

Keywords: Elektromobilität, Verteilnetz, Netzengpässe, Lastflussberechnungen, technooökonomische Analysen

¹ Jungautor

1 Einleitung

Aufgrund der Ziele der Energiewende steht das elektrische Energieversorgungssystem vor großen Veränderungen. Gerade Netzbetreiber werden vor grundlegend neue Herausforderungen gestellt. Neben dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien spielt die Elektrifizierung des Verkehrssektors durch Elektromobilität eine große Rolle. Beide Veränderungen beeinflussen den Lastfluss der Netze auf dezentraler Ebene und sind im heutigen Energiesystem nur indirekt beeinflussbar.

Die künftig zu erwartende zunehmende Marktpenetration von Elektrofahrzeugen stellt das Stromnetz und insbesondere das Verteilnetz vor neue Herausforderungen. Aus einer steigenden Anzahl von E-Pkw ergibt sich eine zusätzlich zu versorgende Energienachfrage. Diese zusätzliche Nachfrage kann sowohl zu neuen, als auch zu einer Erhöhung der bereits vorhandenen Lastspitzen führen. Hieraus können kritische Netzsituationen entstehen, wobei es zu Überlastungen der Betriebsmittel und Problemen mit spannungsbedingten Grenzwerten kommen kann.

Aufgrund der Heterogenität der Verteilnetze ist es schwierig allgemeingültige Aussagen zu Netzauswirkungen zu treffen [1]. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich daher mit den Fragen, welche Parameter charakteristisch hinsichtlich regionaler Unterschiede für Verteilnetze sind und ob es bestimmte Faktoren gibt, die einen besonders hohen Einfluss auf die Netzbelaistung unter Berücksichtigung von E-Pkw haben. Darauf aufbauend sollen die durch den zusätzlichen Energiebedarf entstehenden Netzbelaistungen mittels einer Lastflussanalyse ermittelt werden. Hierbei werden ausschließlich spannungsbedingte und thermische Überlastungen berücksichtigt. Dabei soll auch geklärt werden inwieweit unterschiedliche Modellierungen der Lasten von E-Pkw sowie der Verteilung der E-Pkw im Netz Einfluss auf die Ergebnisse der Lastflussberechnung haben.

2 Verteilnetze und Elektromobilität

2.1 Netztopologien und technο-ökonomische Auswirkungen

Eine zunehmende Marktpenetration von E-Pkw bringt große Veränderungen und Herausforderungen für die Stromnetze und die Stromnetzbetreiber mit sich. Da gewöhnliche Ladesäulen in der Regel an der Niederspannungsebene angeschlossen sind, stehen die Verteilnetze im Mittelpunkt der Analysen. Allerdings sind gerade Verteilnetze durch ihre Heterogenität charakterisiert [2].

Aufgrund der Heterogenität der Niederspannungsnetze können keine allgemeingültigen Analysen durchgeführt werden. Stattdessen muss in Abhängigkeit der unterschiedlichen Netztopologien untersucht werden, welche Auswirkungen sich topologiespezifisch ergeben. Tab. 1 führt die Eigenschaften unterschiedlicher Netztopologien im Vergleich auf.

Tabelle 1: „Typische“ Netztopologien im Vergleich

	Stadt	Vorstadt	Land
Leitungen	Kurze Leitungen	Lange Leitungsstrecken	Sehr lange Leitungsstrecken
Lastdichten	Hohe Bevölkerungsdichte (>500 Einwohner/km 2), Lokale Konzentration	Mittlere Bevölkerungsdichte (>100 Einwohner/km 2)	Niedrige Bevölkerungsdichte (<100 Einwohner/km 2)
Transformator	> 630 kVA	400-630 kVA	100-400 kVA
Kabeltyp	4x300mm 2	4x150mm 2	4x150mm 2
Vermaschungsgrad	Maschennetz	Meist Strahlen- oder Ringnetz	
Durchdringung EV (im Vergleich zum gesamtdeutschen Durchschnitt)	Geringe E-Pkw Durchdringung	Überproportionale E-Pkw Durchdringung	E-Pkw Durchdringung entspricht gesamtdeutschem Durchschnitt
Kritische Netzsituation	Transformator-auslastung	Spannungsabfall	

Netze in städtischem Gebiet sind durch hauptsächlich kurze Leitungen und eine hohe konzentrierte Lastdichte charakterisiert. Aufgrund der hohen zu versorgenden Energiemenge ist das Netz häufig mit mehreren Transformatoren mit einer jeweiligen maximalen Nennscheinleistung von 630 kVA ausgestattet. Meist sind die Niederspannungsnetze in städtischen Gebieten stark vermascht [2], [4].

Ländliche Netze hingegen zeichnen sich durch lange Leitungsstrecken aus. Die Lastdichten sind aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte deutlich geringer und weiträumiger verteilt als in der Stadt. Aus diesem Grund sind die Netze meist mit einem Transformator mit einer Nennscheinleistung zwischen 400 kVA und 630 kVA ausgestattet. Auch ist der Vermaschungsgrad in ländlichen Netzen geringer, meist handelt es sich um ein Strahlennetz.

Die durch den zusätzlichen Leistungsbedarf der E-Pkw entstehenden Lastpeaks können sowohl dazu führen, dass neue Lastspitzen entstehen, als auch, dass bereits bestehende Lastpeaks verstärkt werden. Dadurch kann es im Niederspannungsnetz zu Problemen bei der Spannungshaltung und zu einer übermäßigen Belastung von Betriebsmitteln kommen.

Trotz der hohen Lasten dürfen die technischen Grenzwerte der Betriebsmittel im Niederspannungsnetz nicht überschritten werden. Dabei sind Leitungen und Transformatoren die wesentlichen Betriebsmittel, welche die Belastung der Netze beschränken. Spannungsbedingte Überlastungen sind gegeben, wenn die Spannung über die Zeit nicht konstant ist und damit die Spannungsqualität im Netz nicht gehalten werden kann. Für die Spannungsqualität gilt, dass sich die Spannung innerhalb des zulässigen

Spannungsbandes befinden muss. D.h. 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Spannung einer Woche müssen sich in dem Intervall von $\pm 10\%$ der Nennspannung befinden. 100% dürfen das Intervall von +10% und -15% der Nennspannung nicht überschreiten (DIN EN 50160). Bei thermischen Überlastungen handelt es sich um eine Überschreitung der für den Dauerbetrieb ausgelegten maximalen Bemessungsleistung eines Betriebsmittels (Transformator und Leitungen). Eine Überschreitung kann zu einer vorzeitigen Alterung bis hin zur Zerstörung der Betriebsmittel führen [2].

Auch hier können Unterschiede zwischen regional unterschiedlichen Netztopologien festgestellt werden. Infolge hoher Ströme in der Stadt wird meist die maximale Nennscheinleistung des Transformators erreicht. Damit stellt der Transformator das am frühesten überlastete Betriebsmittel im städtischen Gebiet dar. Aufgrund der kurzen Leitungen in der Stadt führen die spannungstechnischen Grenzwerte seltener zu einer Netzüberlastung. Bei einem hohen Spannungsabfall kann aber angenommen werden, dass die Leitung stärker ausgelastet ist [4].

In ländlichen Regionen kommt es aufgrund der langen Leitungsstrecken schneller zu einer Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes. Da der Stromfluss zur Erwärmung der Betriebsmittel und zu einem Spannungsabfall führt, folgt, dass bei Last die Spannung am Ende einer Leitung deutlich geringer ist als an deren Anfang [7]. Aufgrund der weiträumigen Verteilung der Lasten wird die Bemessungsleistung des Transformators meist nicht überschritten.

Eine Überschreitung der Leitungskapazität tritt in allen Verteilnetzen eher selten auf, da die Leitungen meist so ausgelegt sind, dass es zuerst zu einer spannungsbedingten Leitungs- oder thermischen Transformatorüberlastung kommt. Aber der Zusammenhang zwischen Leitungslänge und Spannungsabfall ist ein entscheidender Faktor in den Analysen.

Thermische und spannungsbedingte Überlastungen hängen von unterschiedlichen Faktoren ab. Dazu zählen die Marktdurchdringung von E-Pkw, die Ladeleistung sowie die Topologie des betrachteten Netzwerks und die damit zusammenhängenden operativen Betriebsmittel und Eigenschaften (Transformator, Kabeltypen, Kapazitäten).

Im Folgenden soll nun analysiert werden, ob es Faktoren bei Netzanalysen gibt, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Netzbelastrung haben und damit zu kritischen Netzsituationen führen können und die somit für künftige Analysen im Fokus stehen sollten.

2.2 Netzbelastrende Einflussfaktoren

Der Ladevorgang von E-Pkws, insbesondere das ungesteuerte Laden, hat einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf das Niederspannungsnetz. Um die Netzbelastrungen unter Berücksichtigung von E-Pkw zu untersuchen, fließen zahlreichen Faktoren in die Analysen mit ein. Wie die analysierten Dissertationen [2] - [12] und die darin beinhalteten Fallstudien zeigen, können ungünstige Kombinationen von Analyseparametern zu kritischen Netzsituationen führen. Gerade die Marktdurchdringung, das Nutzungs- und das Ladeverhalten, die Netztopologie und die zugehörigen operativen Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren spielen eine große Rolle.

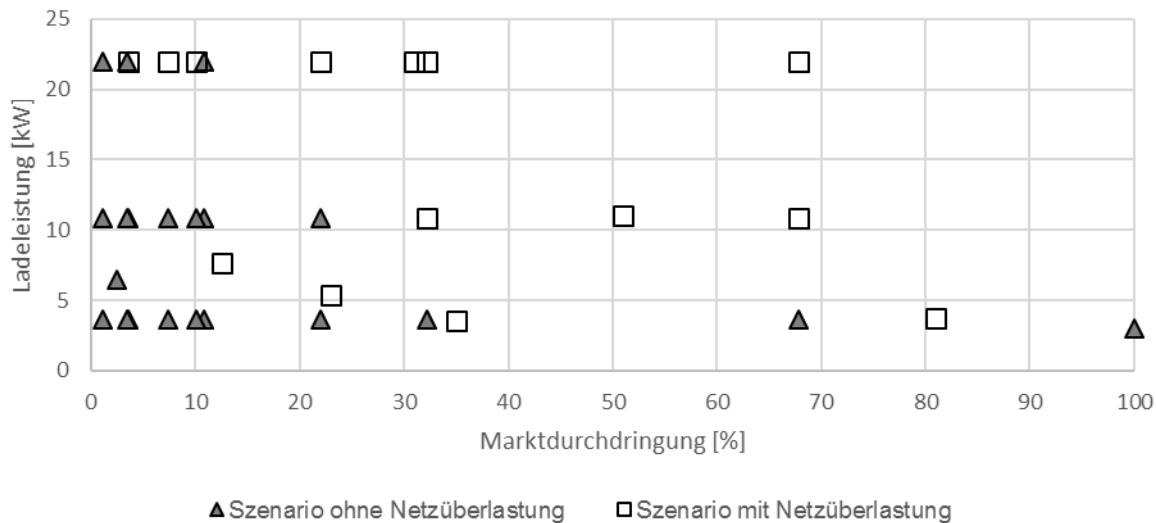


Abb. 1: Zusammenhang von Ladeleistung und Marktdurchdringung im Hinblick auf Netzüberlastungen
(Übersicht der Szenarien aus verschiedenen Studien)

Wie in Abb. 1 zu sehen, gibt es in den betrachteten Fallstudien zahlreiche Szenarien, welche Netzüberlastungen hervorrufen. Gerade eine hohe Ladeleistung bei einer gleichzeitigen hohen Marktdurchdringung von E-Pkw kann zu hohen Lasten am Transformator führen oder extreme Spannungsinstabilitäten verursachen [6], [7], [10]. Dies gilt auch unabhängig von der untersuchten Region [6], [11]. Sowohl in städtischen, vorstädtischen als auch in ländlichen Gebieten führen eine hohe Ladeleistung in Kombination mit einer hohen Durchdringung zu übermäßigen Netzbelastrungen. Je niedriger die Ladeleistung, desto mehr E-Pkw können dagegen in das Netzwerk integriert werden [5], [10]. Bei einer Beschränkung der Ladeleistung auf beispielsweise 3 kW kann auch bei einer geringen Bemessungsscheinleistung des Transformators eine Marktdurchdringung von E-Pkw von 100% erreicht werden [2]. Ebenso haben bestehende Studien gezeigt, dass eine geringe Marktpenetration kaum Einfluss auf das Netz hat. Allerdings sind die Szenarien immer abhängig von der betrachteten Netztopologie sowie den damit zusammenhängenden Betriebsmitteln.

3 Case Study

Die im Rahmen der Literaturanalyse identifizierten Einflussparameter sollen im Folgenden durch eine Case Study evaluiert werden. Hierbei wird ein Teil eines Netzes aus einer vorstädtischen Region in Baden-Württemberg hinsichtlich der Auswirkungen durch eine steigende Marktdurchdringung von E-Pkw analysiert. Durchgeführt wird hierzu eine Lastflussanalyse, welche mittels des Programms MATPOWER [15] implementiert wird.

Aufbauend auf fünf entwickelten Szenarien wird der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Stromverteilnetze für einen festen Zeitpunkt simuliert. Hierbei soll untersucht werden, wie sich die zusätzliche Last durch Elektrofahrzeuge auf die Spannungen im Netz und auf die Transformatorauslastung auswirkt.

3.1 Methodik

Als Grundlage für die Berechnung wird im Rahmen dieses Abschnittes auf die zugrundeliegende Netztopologie, die Lastverläufe sowie auf die Lastflussberechnung eingegangen.

3.1.1 Netztopologie

Die Lastflussanalyse wurde mittels des in Abb. 2 dargestellten Netzabschnittes durchgeführt. Dabei handelt es sich um einen Netzabschnitt einer Vorstadt in Baden-Württemberg. Am untersuchten Transformator sind sechs Versorgungsleitungen angeschlossen. Die sechs Versorgungsleitungen verzweigen sich teilweise weiter. Die Hausanschlussleitungen sind direkt an die Versorgungsleitungen angeschlossen und stellen die direkte Verbindung zu den Haushalten dar.

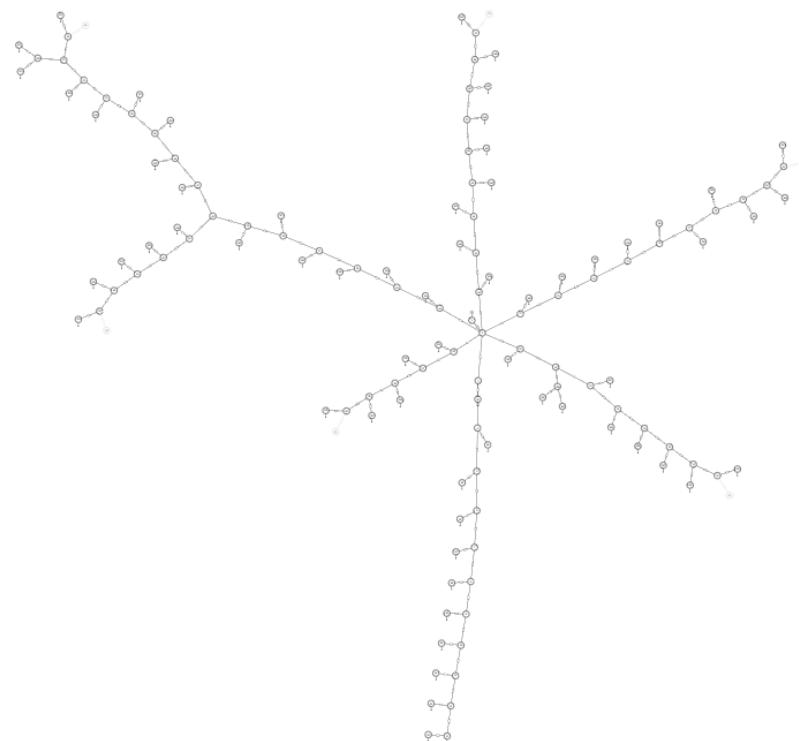


Abb. 2: Untersuchte Netztopologie (Ausschnitt)

Für die Länge der Leitung zwischen den Knotenpunkten, die zu Hausanschlüssen führen wird die Annahme getroffen, dass sich die Hausanschlüsse gleichmäßig auf einen Versorgungsstrang verteilen. Anhand des Kabeltyps können somit die für die Lastflussberechnung benötigten Werte von Resistanz (Wirkwiderstand) und Reaktanz (Blindwiderstand) bestimmt werden.

3.1.2 Lastverläufe von Haushalten und E-Pkw

In dem entwickelten Knotenmodell liegt an jedem Haushaltsknoten eine Last vor. Im untersuchten Netzgebiet wird unterstellt, dass 80% Einfamilienhäuser und 20% Zweifamilienhäuser vorliegen.

Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Jahresverbrauchs pro Haushalt in Einfamilienhäusern in Höhe von 4174 kWh und in Zweifamilienhäusern in Höhe von jeweils 3695 kWh [13] sowie dem prozentualen Anteil berechnet sich ein gesamter durchschnittlicher Jahresverbrauch pro Haushalt mittels

$$0,8 \cdot 4174 \text{ kWh} + 2 \cdot 0,2 \cdot 3695 \text{ kWh} = 4817,2 \text{ kWh}$$

für das zu untersuchende Netzgebiet.

Für die den Haushalten jeweils zugeordneten Lasten im Verlauf eines Tages wird das Standardlastprofil (H0) [17] angenommen. Dieses wird auf den durchschnittlichen Jahresverbrauch normiert sowie dynamisiert, um die Übergänge zwischen den Jahreszeiten zu glätten. In Abb. 3 sind die normierten und dynamisierten Lastganglinien der Haushalte für einen Werktag im Sommer und im Winter dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die Lastspitze in den Abendstunden.

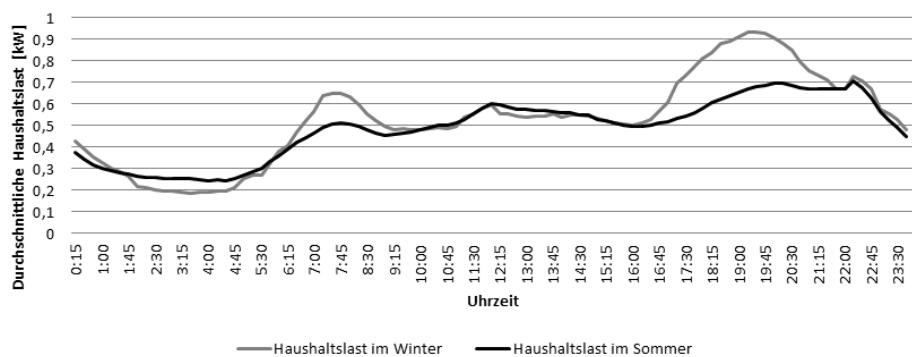


Abb. 3: Exemplarische Lastganglinie für einen Haushalt für einen Werktag im Sommer und Winter (basierend auf [17])

Um die Last der Ladevorgänge zu berücksichtigen, wird unterstellt, dass die Ladeleistung über den gesamten Zeitraum des Ladevorgangs konstant bleibt. Dies stellt eine vereinfachende Annahme hinsichtlich des Ladevorgangs dar, da aufgrund technischer Einflüsse die Leistung normalerweise ab einem State of Charge (SoC) von 75% - 80% exponentiell abfällt und die Batterie somit nicht mehr mit konstanter Leistung geladen wird [16].

Für die weiteren Untersuchungen wird allerdings zunächst die Annahme der konstanten Ladeleistung unterstellt. Damit erhöht sich die durchschnittliche Last der Haushalte um die konstante Ladeleistung und die Lastpeaks befinden sich weiterhin in den Abendstunden. Die an den Haushaltknoten anzusetzende Last setzt sich somit in der hier vorgestellten Fallstudie aus dem durchschnittlichen Haushaltsverbrauch sowie den annahmegemäß konstanten Lasten der E-Pkw zusammen.

Aufgrund fehlender Daten zur Fahrzeugdichte im untersuchten Netzgebiet, werden hinsichtlich der Durchdringung folgende Annahmen getroffen. Für eine 50% Marktpenetration wird angenommen, dass jeder zweite Haushalt einen E-Pkw besitzt. Dabei werden die E-Pkw gleichmäßig im Netz verteilt, so dass keine Unsymmetrien im Netz entstehen. Werden 100% Marktdurchdringung unterstellt, so besitzt annahmegemäß jeder Haushalt einen E-Pkw.

3.1.3 Lastflussanalyse

Im Folgenden wird nun der Einfluss verschiedener Marktdurchdringungsraten von E-Pkw auf das gegebene Verteilnetz analysiert. Dazu wird mittels des auf MATLAB-basierten Programms MATPOWER eine Lastflussanalyse durchgeführt.

Da gerade die Extremwerte untersucht werden sollen, wird der Zeitpunkt mit der höchsten Last für die weitere Analyse gewählt. Dabei wird aufgrund der unterschiedlichen Haushaltlastverläufe zwischen Sommer und Winter differenziert. Aus Abb. 3 ist zu erkennen, dass der Lastpeak im Sommer um 22:30 Uhr und im Winter um 19:45 Uhr eintritt.

Um die maßgeblichen Einflussfaktoren auf die Netzelastung zu identifizieren, werden im Folgenden unterschiedliche Szenarien und die jeweiligen Netzauswirkungen untersucht. In der folgenden Analyse sollen unterschiedliche Durchdringungen und Ladeleistungen miteinander kombiniert und die Auswirkungen auf das Netz untersucht werden. Tab. 2 spiegelt die betrachteten Szenarien wider, welche sich hinsichtlich Marktdurchdringung und Ladeleistung unterscheiden.

Tabelle 2: Betrachtete Szenarien

	Marktdurchdringung [%]	Ladeleistung [kW]
Szenario 1	0%	-
Szenario 2	50%	3,7
Szenario 3	50%	11
Szenario 4	100%	3,7
Szenario 5	100%	11

Der Schwerpunkt der folgenden Analysen liegt auf spannungsbedingten und thermischen Netzüberlastungen.

3.2 Ergebnisse

Die durch die Lastflussberechnung unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien festgestellten Ergebnisse hinsichtlich thermischer und spannungsbedingter Netzelastungen sollen im folgenden Abschnitt vorgestellt und diskutiert werden.

Die mittels der Lastflussberechnung ermittelte Transformatorauslastung unter Berücksichtigung von unterschiedlicher Durchdringung, Ladeleistung und Jahreszeit kann Abb. 4 entnommen werden. Die Bemessungsscheinleistung des Transformators liegt bei 400 kVA.

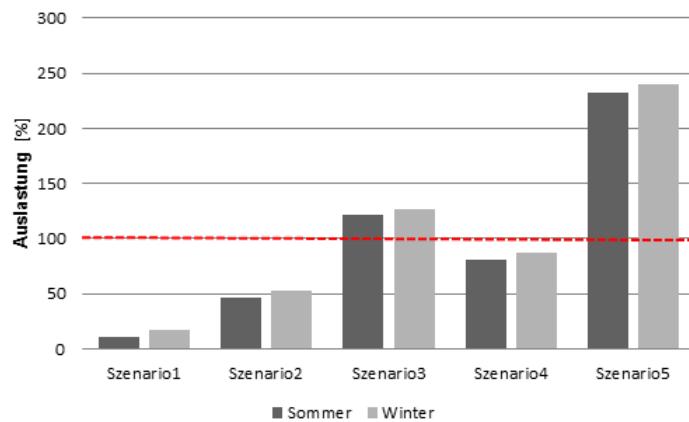


Abb. 4: Auslastung des Transformators unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien und Jahreszeiten

Die Transformatorauslastung ist im Winter stets größer als die Auslastung im Sommer. Durchschnittlich liegt sie im Winter um 6,4% über der Belastung im Sommer. Unabhängig von der Jahreszeit, kommt es ab einer Marktdurchdringung von 50% und einer Ladeleistung von 11 kW (Szenario 3) zu einer thermischen Überlastung des Transformators. Allerdings kann unter Begrenzung der Ladeleistung auf 3,7 kW eine vollständige Integration von E-Pkw (Szenario 4) ohne eine Überlastung des Transformators ermöglicht werden. Bei einer hohen Ladeleistung bei einer gleichzeitig hohen Marktpenetration von E-Pkw ist der Transformator hingegen bis zu 240% (Szenario 5) ausgelastet (vgl. Abb. 4).

Im Folgenden soll auf die spannungsbedingten Netzbelaestungen eingegangen werden. Um die Spannungsqualität aufrecht zu erhalten, müssen die Spannungen im zulässigen Spannungsbereich liegen (DIN EN 50160). Die Spannung darf somit die untere Spannungsgrenze von 360 V (entspricht 0,9 p.u.) nicht unterschreiten, da sonst die Spannungsqualität nicht mehr gewährleistet werden kann. Abb. 5 zeigt die spannungsbedingten Entwicklungen. Hierbei wurde für die graphische Veranschaulichung ein exemplarischer Netzstrang ausgewählt.

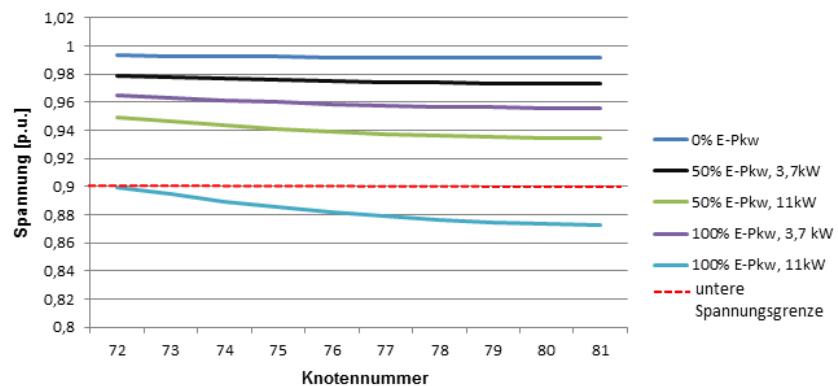


Abb. 5: Spannungsverlauf entlang eines Netzstrangs

Ohne E-Pkw kommt es im Netz zu minimalen Spannungsverlusten, die Nennspannung fällt bis zum Ende des Strangs nur geringfügig ab (vgl. Abb. 5). Je höher die Durchdringung und die Ladeleistung zunehmen, desto stärker fällt die Spannung entlang eines Netzstrangs ab. Bei einer 100% Marktpenetration und einer hohen Ladeleistung (11 kW) ist die Spannung

bereits zu Beginn des Strangs unterhalb der unteren Spannungsgrenze, das zulässige Spannungsband wird überschritten und es kommt zu einer spannungsbedingten Netzüberlastung.

Abb. 6 verdeutlicht die im gesamten Netz auftretende minimale Spannung. Die Kombination von hoher Marktdurchdringung und hoher Ladeleistung hat maßgeblichen Einfluss auf die Netzauswirkung hinsichtlich der spannungsbedingten Belastung. Allerdings lässt sich auch bei den spannungsbedingten Netzauswirkungen feststellen, dass die Netzbelastung bei einer Marktdurchdringung von 50% E-Pkw und einer Ladeleistung von 11 kW höher ist als bei einer Penetration von 100% und einer geringeren Ladeleistung. Das heißt, die Faktoren Marktdurchdringung und Ladeleistungen tragen in erheblichem Maße zu einer übermäßigen Netzbelastung bei.

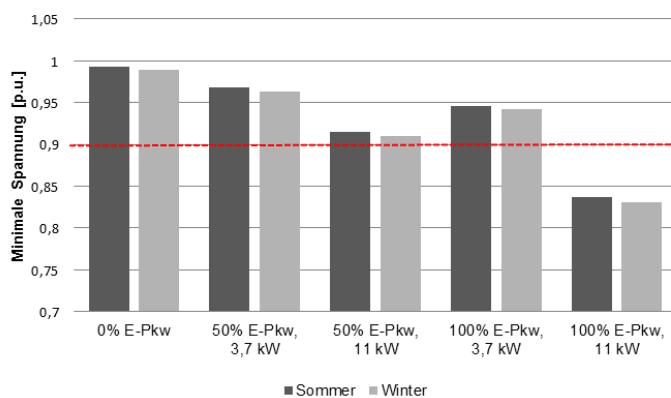


Abb. 6: Minimale Spannung im untersuchten Netzabschnitt

Diese Ergebnisse, dass insbesondere Marktdurchdringung und Ladeleistung die Netzbelastung durch E-Pkw beeinflussen, bestätigen die Erkenntnisse aus der bestehenden Literatur. Sowohl die thermische als auch die spannungsbedingte Überlastung wird durch eine Kombination der Faktoren Marktdurchdringung und Ladeleistung maßgeblich beeinflusst. Im untersuchten Netz kann eine Marktdurchdringung von bis zu 100% durch Reduzierung der Ladeleistung auf durchschnittlich ca. 4 kW erreicht werden.

3.3 Alternative Modellierungsmöglichkeiten

Da die Ergebnisse stark von den für die Lastflussanalyse unterstellten Annahmen abhängen, soll im Folgenden noch auf alternative Modellierungsmöglichkeiten eingegangen werden. Dabei stehen die verwendete Lastkurve für E-Pkw sowie die Verteilung der Lasten im Netz im Vordergrund.

3.3.1 Lastkurve für E-Pkw

In der vorherigen Analyse wurde unterstellt, dass sich die Last aus der Haushaltlast zuzüglich der angenommenen (über den gesamten Ladevorgang) konstanten Ladeleistung zusammensetzt. Da diese Modellierung der Lasten allerdings einen empirisch unrealistischen Gleichzeitigkeitsfaktor für E-Pkw von 1 annimmt, soll im Folgenden ein von heutigen Mobilitätsmustern abgeleiteter Gleichzeitigkeitsfaktor Verwendung finden. Hierzu wird unter Berücksichtigung der Daten des deutschen Verkehrsverhaltens mit konventionellen Pkw auf Basis des deutschen Mobilitätspansels (MOP) eine durchschnittliche

Lastkurve – ähnlich einer Standardlastkurve für Haushalte (H0) – ermittelt [14]. Hierbei wird angenommen, dass die E-Pkw nach der letzten Fahrt des Tages wieder, entsprechend ihrer an diesem Tag geleisteten Fahrleistung und des spezifischen Energieverbrauchs, mit einer vorgegebenen, konstanten Ladeleistung (beispielsweise 3,7 und 11 kW) nachgeladen werden. Da die letzte Fahrt der individuellen Haushalte zu unterschiedlichen Zeiten endet, ergibt sich eine linksschiefe Ladelastkurve, die ähnlich wie die H0-Kurve zwischen 18 und 19 Uhr eine Lastspitze aufweist, sich jedoch in den frühen Morgenstunden nahe der Nulllinie bewegt. Andere Annahmen bezüglich des Ladeverhaltens (z.B. Laden beim Arbeitgeber) führen zu anderen Lastkurven [14].

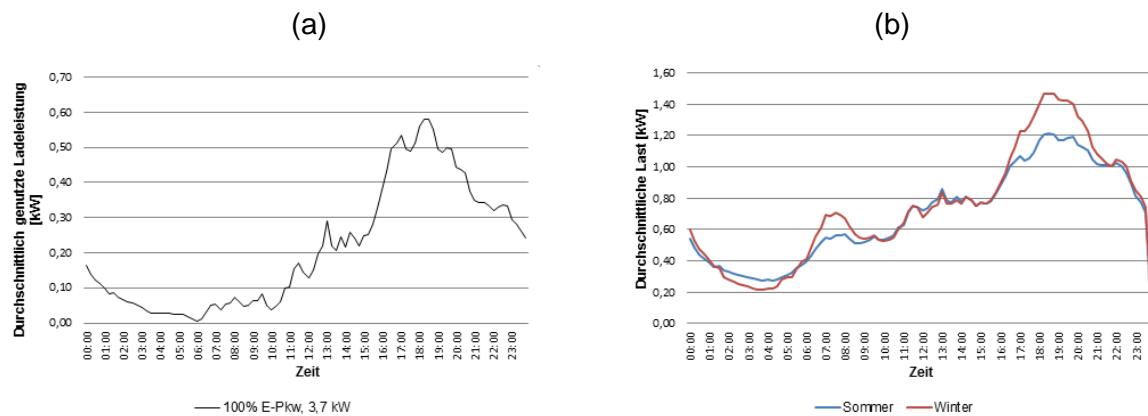


Abb. 7: (a) Durchschnittlich genutzte Ladeleistung an einem Werktag bei einer Marktdurchdringung von 100% und einer Ladeleistung von 3,7 kW (basierend auf [14]) sowie (b) die unter zusätzlicher Berücksichtigung der Haushaltlast entstandenen Lastganglinien

In Abb. 7 (a) ist die mittlere Ladeleistung für alle Viertelstundenwerte eines Werktages für eine vollständige Marktdurchdringung und eine mögliche Ladeleistung von 3,7 kW abgebildet. Der Peakwert der durchschnittlich genutzten Ladeleistung beträgt hierbei 0,57 kW. Dieser liegt deutlich unter dem Peak der aus der unterstellten konstanten Ladeleistungen von 3,7 kW resultierte. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Haushaltlasten (vgl. Abb. 3) ergibt sich eine gesamte Lastganglinie mit einer Maximallast von 1,22 kW im Sommer und 1,47 kW im Winter (vgl. Abb. 7(b)).

Unter Annahme der durchschnittlichen Ladekurve und der damit verbundenen Peaklasten resultieren aus der Lastflussberechnung die folgenden veränderten Ergebnisse. Es treten unter allen betrachteten Szenarien weder spannungsbedingte noch thermische Netzüberlastungen auf. Die Auslastung des Transformators ist im Winter weiterhin höher (durchschnittlich um 3,6%) als im Sommer. Aber selbst bei einer 100% Marktpenetration und einer hohen Ladeleistung (11 kW) kommt es zu keinen kritischen Netzsituationen. Der Transformator wird unter Annahme von Szenario 5 (100% E-Pkw und 11 kW Ladeleistung) nur zu 27% im Sommer und zu 30% im Winter ausgelastet (vgl. Abb. 8).

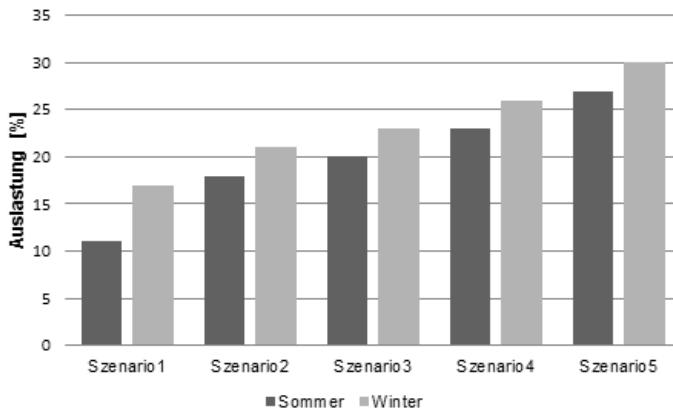


Abb. 8: Auslastung des Transformators unter Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien und Jahreszeiten

Auch das zulässige Spannungsbereich wird unter allen Szenarien nicht überschritten. Die Spannung fällt im Sommer weniger ab als im Winter. Die untere Spannungsgrenze weicht dabei um maximal 0,019 p.u. von der Nennspannung ab (vgl. Abb. 9).

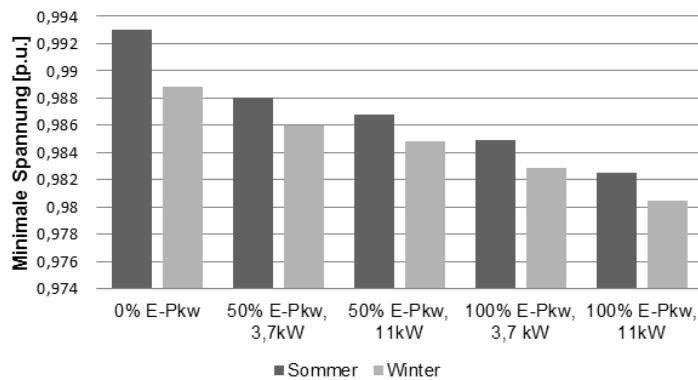


Abb. 9: Minimale Spannung im untersuchten Netzabschnitt

Da sowohl die unterstellte konstante Ladekurve (Gleichzeitigkeitsfaktor 1) als auch die durchschnittliche Ladeleistungskurve, welche auf dem gesamtdeutschen Fahrverhalten basiert, Extremzonen darstellen, sollen im Folgenden weitere mögliche Lastverläufe diskutiert werden.

Unter der Annahme, dass an einem exemplarischen Netzstrang 10 E-Pkw verortet sind, werden zunächst zehn individuelle Ladeprofile erzeugt [14]. Im Anschluss werden diese über den Zeitraum von einem Tag aggregiert. Dabei hängt der Lastverlauf deutlich vom konkreten Ladeverhalten der E-Pkw Nutzer ab. In Abb. 10 (a) sind zwei über jeweils zehn unterschiedliche E-Pkw aggregierte Ladekurven dargestellt. Abb. 10 (b) verdeutlicht die Lastganglinien unter zusätzlicher Berücksichtigung der Haushaltslasten (vgl. Abb. 3) in Abhängigkeit der Jahreszeiten.

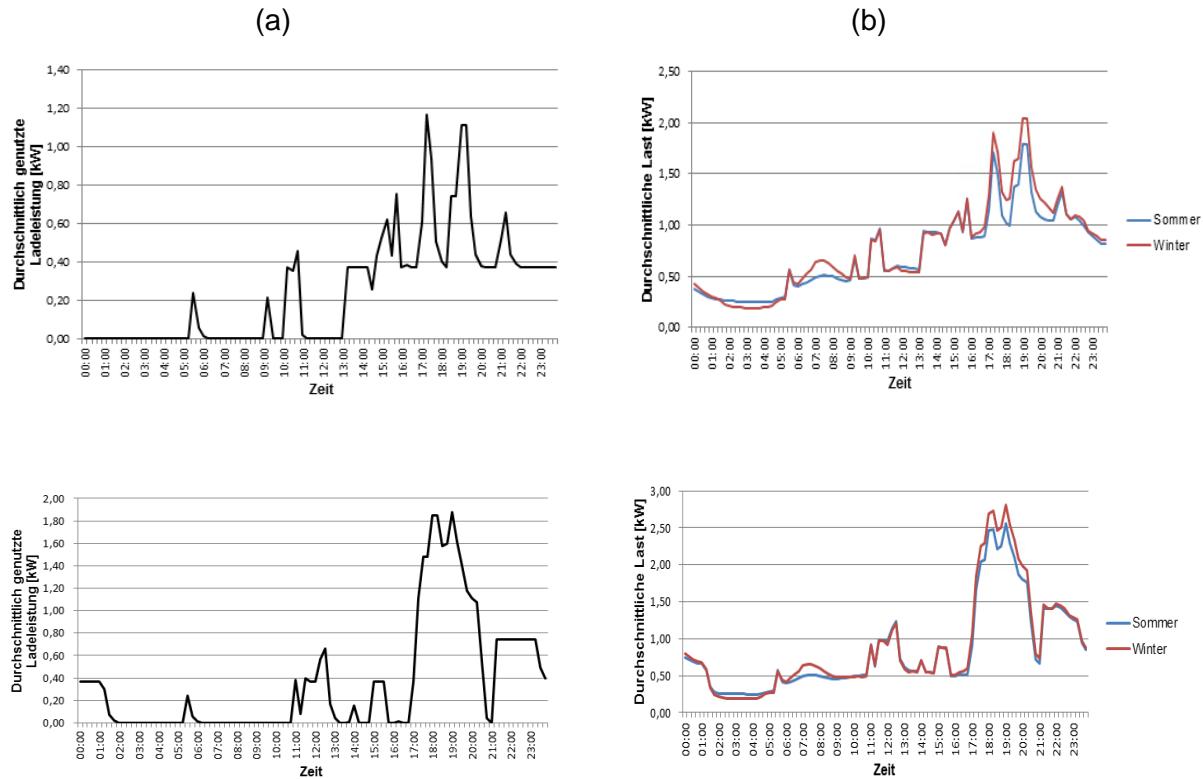


Abb. 10: (a) Exemplarische durchschnittlich genutzte Ladeleistung bei einer möglichen Ladeleistung von 3,7 kW sowie (b) die unter zusätzlicher Berücksichtigung der Haushaltslast entstandenen Lastganglinien

Der Lastpeak der durchschnittlich genutzten Ladeleistung liegt bei 1,18 kW bzw. 1,88 kW. Berücksichtigt man zusätzlich die Haushaltslasten (vgl. Abb. 3) ergibt sich im Sommer eine maximale Last von 1,8 kW bzw. 2,55 kW, im Winter entsprechend eine Last von 2,05 kW bzw. 2,81 kW. Aus Abb. 10 geht deutlich hervor, dass die Lastganglinien, welche den Netzanalysen zugrunde liegen maßgeblich von dem individuellen Ladeverhalten abhängig sind und somit auch die Ergebnisse der Netzanalysen maßgeblich beeinflussen.

Tab. 3 verdeutlicht nochmals die unterschiedlichen Peaklasten in Abhängigkeit der zugrundeliegenden Annahmen zum Ladeverhalten.

Tabelle 3: Lastpeaks in Abhängigkeit der unterstellten Annahmen zur Gleichzeitigkeit

Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge	Maximale Ladeleistung	Gesamtlastpeak
Basierend auf der Annahme einer konstanten Ladeleistung (Gleichzeitigkeitsfaktor =1)	3,7 kW	Sommer: 4,41 kW Winter: 4,64 kW
Basierend auf dem gesamtdeutschen Mobilitätsverhalten	0,57 kW	Sommer: 1,22 kW Winter: 1,47 kW
Basierend auf aggregierter Ladekurve von 10 exemplarischen individuellen Ladeprofilen	1,88 kW	Sommer: 2,55 kW Winter: 2,81 kW

Hierbei wird deutlich, dass die Annahmen zur Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge einen hohen Einfluss auf die Peaklast und damit auch auf die Ergebnisse der Netzanalysen haben. Sowohl die Annahme eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 1 bei den Ladevorgängen als auch die Unterstellung von Ladeprofilen, die auf dem gesamtdeutschen Mobilitätsverhalten basieren, stellen Extremsituationen dar. Damit stellen auch die resultierenden Ergebnisse extreme Netzbelastungen dar und können unter Umständen zu nicht notwendigen Maßnahmen führen.

3.3.2 Verteilung der E-Pkw Lasten

Da große Unsicherheiten bezüglich der Verteilung der E-Pkw im Netzstrang bestehen, sollen im Folgenden die Unterschiede von einer möglichen alternativen Verteilung der E-Pkw im Netz präsentiert werden. In der vorgestellten Fallstudie wurde bei der Durchdringung für eine 50% Marktpenetration angenommen, dass jeder zweite Haushalt einen E-Pkw besitzt. Wurden 100% Marktdurchdringung unterstellt, so wurde annahmegemäß jedem Haushalt ein E-Pkw zugeordnet.

Aber auch die modellierte Verteilung der E-Pkw im Netz kann die Netzbelastungen verändern. Für die thermische Belastung des Transformators ist die Verteilung der Lasten im Netz nicht maßgeblich, allerdings hat die Verteilung der Lasten entscheidenden Einfluss auf die Spannungsqualität und den Spannungsabfall. Daher soll im Vergleich zu obiger verwendeten Modellierung nun bei einer 50% Marktdurchdringung die Last in gleichmäßigen Anteilen auf alle im Netz befindlichen Haushalte verteilt werden. In Abb. 11 ist exemplarisch der Spannungsabfall in einem Netzstrang unter Berücksichtigung der beiden Lastverteilungen abgebildet.

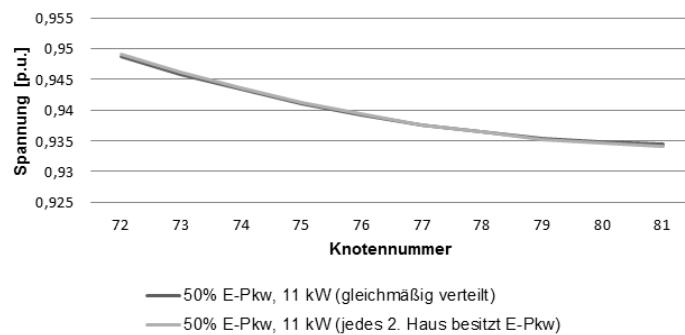


Abb. 11: Entwicklung der Spannung in einem Netzstrang unter Berücksichtigung unterschiedlicher Verteilungen der E-Pkw im Netz

Da in der hier vorgestellten Fallstudie unterstellt wird, dass alle E-Pkw ausschließlich mit der gleichen Ladeleistung geladen werden, sind die Unterschiede zwischen den Lastverteilungen nur minimal. Die Verteilung der Lasten spielt allerdings eine entscheidende Rolle, wenn hohe und niedrige Ladeleistungen gleichzeitig in den Netzanalysen berücksichtigt werden. Da die Spannung im Verlauf der Leitung abfällt, hat es auf die Spannungsqualität einen maßgeblichen Einfluss, ob sich die hohen Lasten am Strangbeginn oder am Strangende befinden.

4 Zusammenfassung

Ungesteuerte Ladevorgänge von E-Pkw können erhebliche Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze haben. Es wurde ersichtlich, dass die durch E-Pkw entstehende Netzbelastung maßgeblich von der Marktdurchdringung und der Ladeleistung abhängt. So kann es bei einer hohen Marktdurchdringung und hohen Ladeleistungen zu einer übermäßigen Netzbelastung kommen. Bei einer geringen Marktdurchdringung entstehen unabhängig von der Ladeleistung selten kritische Netzsituationen.

In der vorgestellten Fallstudie wurden 5 Szenarien analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich Ladeleistung und Marktpenetration von E-Pkw. Untersucht wurde die Netzbelastung auf thermische und spannungsbedingte Überlastungen. Die Ergebnisse zeigen, dass es unter der Annahme von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 und einer hohen Ladeleistung zu unzulässigen Überlastungen des Transformators oder einer Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes kommen kann. Die Ergebnisse zeigen, dass eine 100% Marktpenetration möglich ist, insbesondere bei einer Beschränkung der Ladeleistung. Somit könnte eine niedrige durchschnittliche Ladeleistung (z.B. 3,7 kW) im gewählten Beispiel eine Investition in das Netz vermeiden.

Da durch kleine Änderungen in den Analyseparametern veränderte Ergebnisse resultieren können, haben die Ergebnisse der Lastflussberechnung verdeutlicht, dass die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und damit verbunden die Berücksichtigung der Ladedauer und des SoC vor Ladebeginn eine entscheidende Rolle spielen und in weiteren Analysen unbedingt berücksichtigt werden sollten. Gleichzeitig stellt auch die netzentlastende Beschränkung der Ladeleistung während des Ladevorgangs weiteren Forschungsbedarf dar. Die Reduzierung der Ladeleistung während des Ladevorgangs wäre beispielsweise durch eine absolute, für alle E-Pkw geltende, regulierte Ladeleistung während des Ladevorgangs möglich. Allerdings könnten alternativ auch intelligente Ladestrategien, welche das Lastverschiebungspotenzial berücksichtigen, zum Einsatz kommen. Hierbei könnten durch gezielte Ansteuerung beispielsweise nur einzelne E-Pkw in der Ladeleistung reduziert werden.

Als wesentliches Ergebnis der Berechnungen im Stromverteilnetz lässt sich somit festhalten, dass relevante zusätzliche Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge für das untersuchte Versorgungsgebiet nur dann anfallen, wenn eine hohe Ladeleistung mit einer hohen Marktdurchdringung von E-Pkw und einem ungesteuerten Ladevorgang zusammenfällt. Die Netzbelastung hängt allerdings maßgeblich von den in den Analysen unterstellten Annahmen ab. Dieses Ergebnis deckt sich in wesentlichen Punkten mit den Ergebnissen aus anderen Studien. Einschränkend muss man allerdings festhalten, dass die Verteilnetze in Deutschland sehr unterschiedlich ausgestaltet sind und es in Einzelfällen deshalb durchaus zu Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge kommen kann.

Danksagung

Dieser Forschungsbeitrag wurde durch das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt IILSE (FKZ 01MX15004) sowie durch das Projekt eUrban, welches im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft Baden-Württemberg durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg gefördert wird, ermöglicht.

Literatur

- [1] Rehtanz, C., Greve, M., Häger, U., Hagemann, Z., Kippelt, S., Kittl, C., Kloubert, M.-L., Pohl, O., Rewald, F., Wagner C. (2017), Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg, ef.Ruhr GmbH.
- [2] Nobis, P. (2016), Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen, München.
- [3] Kerber, G. (2010), Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, München.
- [4] Probst, A. (2014), Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung, Stuttgart.
- [5] Götz, A. (2016), Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität, Chemnitz.
- [6] Marwitz, S. (2017), Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze, Karlsruhe.
- [7] Stöckl, G. (2014), Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz, München.
- [8] Liu, L. (2017), Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze, Darmstadt.
- [9] Walker, G. (in preparation), Impact and Chances of Electric Mobility for the German Low Voltage Distribution Grids, Stuttgart.
- [10] Agsten, M. (2011), Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung, Illmenau.
- [11] Rolink, J. (2013), Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung, Dortmund.
- [12] Wille-Haussmann, B. (2011), Einsatz der symbolischen Modellreduktion zur Untersuchung der Betriebsführung im "Smart Grid", Hagen.
- [13] Schlossmann, B., Gruber, E., Eichhammer, W., Kling, N., Diekmann, J., Ziesing, H.-J., Rieke, H., Wittke, F., Herzog, T., Barbosa, M., u.a. (2004), Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), In Zusammenarbeit mit dem DIW Berlin, TU München, GfK Nürnberg, IE Leipzig im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München.
- [14] Heinz, D. (2018), Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [15] Zimmerman R. D., Murillo-Sánchez C. E., Thomas R., J. (2011), "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19.
- [16] Kaschub, T. (2017), Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung, Karlsruhe.
- [17] VDEW-Standardlastprofil (2002),
http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips;jsessionid=FB97EF608D23211289E999CA55C808B9?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J