

Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene

Werkauftrag im Projekt „Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ des BMUB

Version 2.1
21. Juli 2015

Peter-Philipp Schierhorn, M.Sc

Telefon: +49 (0) 61 51 - 785 81 07
p.schierhorn@energynautics.com

Dr.-Ing. Nis Martensen

Telefon: +49 (0) 61 51 - 785 81 04
n.martensen@energynautics.com

Energynautics GmbH, Germany
Robert-Bosch-Str. 7
64293 Darmstadt

1 Kurzfassung

Verteilnetze sind von der Energiewende in besonderem Maße betroffen, da die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne zum Großteil dezentral in der Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgt. Durch die hohen installierten Leistungen der Erneuerbaren können in den hauptsächlich auf einen unidirektionalen Leistungsfluss von der Hochspannungsebene zum Verbraucher ausgelegten Netzen neue und oft auch höhere Belastungen auftreten. Durch den Erneuerbaren-Zubau bedingter Netzausbaubedarf wird nicht überall zu vermeiden sein, kann aber stellenweise schon durch vergleichsweise kleine Eingriffe in den Netzbetrieb verhindert oder verzögert werden, was die Gesamtkosten senkt.

Strategien zum Lastmanagement (Demand Side Management, DSM), die das Netz entlasten können, können dabei eventuell davon profitieren, auf eine größere Anzahl Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten zurückgreifen zu können.

Um fundierte qualitative Aussagen über den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Verteilnetze, vor allem auf die Niederspannungsnetze, treffen zu können, wurden in dieser Studie die Ergebnisse verschiedener Elektromobilitäts-Projekte der letzten Jahre untersucht und ausgewertet.

Folgende Schlüsse konnten dabei aus den untersuchten Veröffentlichungen gezogen werden:

- Es wird davon ausgegangen, dass **Elektrofahrzeuge zunächst vor allem in vorstädtischen Niederspannungsnetzen angeschlossen** werden. Dies liegt vor allem daran, dass Elektrofahrzeuge in den kommenden Jahren aufgrund der begrenzten Akkukapazität insbesondere auf Kurz- bis Mittelstrecken eingesetzt werden. Eine große Zielgruppe stellen daher im vorstädtischen Bereich wohnhafte Berufspendler dar. Entsprechend wurden vor allem solche Netze in den betrachteten Studien analysiert. Vorstädtische Niederspannungsnetze sind meist Strahlennetze oder offen betriebene Ringnetze (im Betrieb unterscheiden sich die beiden Versionen nicht) und bereits relativ stark ausgelastet. Diese Netze zeichnen sich durch einen von Haushalten geprägten Lastgang und einer von PV dominierten EE-Einspeisung aus.
- **Schnellladestationen** für Elektrofahrzeuge sorgen für eine Erhöhung der Nutzerakzeptanz der Elektromobilität, Elektrofahrzeuge werden aber trotzdem vorwiegend über Nacht zu Hause geladen, da eine Akkuladung für die tägliche Fahrstrecke meist ausreicht. Am Hausanschluss kann mit 2–3,7 kW einphasig oder bis zu 11 kW dreiphasig geladen werden, was für eine nächtliche Ladung der momentan üblichen 20-kWh-Akkus ausreichend ist. Mit steigender Akkukapazität können höhere Ladeleistungen aber sinnvoll werden, mit entsprechendem Anschlussausbau können 44 kW pro Hausanschluss erreicht werden.
- In den untersuchten Studien wurden verschiedene **Anteile an Elektrofahrzeugen im Netz** angenommen. Dabei wurden schon bei den für 2030 von der Bundesregierung geforderten 8 %, bezogen auf die Anzahl aller Kraftfahrzeuge, erste **Netzüberlastungen** festgestellt, aber unter Verwendung neuer Technologien auch Anteile von 100 % Elektrofahrzeugen bzw. Elektrofahrzeugen in 100 % der Haushalte erfolgreich ins Netz integriert.
- Werden Elektrofahrzeuge **ungesteuert** geladen, so führt dies sowohl lokal (thermische Überlastung der Leitungen, Spannungsabweichungen) als auch global (Erhöhung der systemweiten Spitzenlast) durch das Zusammenfallen mit der abendlichen Spitzenlast zu Problemen. In vorstädtischen Niederspannungsnetzen kann beispielsweise durch den Anschluss eines Elektrofahrzeuges in jedem fünften Haushalt die maximale Netzlast um 50 %

steigen, was bei schwach ausgelegten Netzen schon zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren führen kann.

- Das Ausmaß der **Lasterhöhung** ist sowohl von der Anzahl der Elektrofahrzeuge als auch von der **Ladeleistung** abhängig. Ab etwa 7 kW Ladeleistung bewirkt eine weitere Erhöhung der Ladeleistung allerdings nur noch einen geringen Anstieg der Spitzenlast, da durch die kürzeren Ladezeiten bei hoher Leistung die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge niedriger ist. Dieser Effekt ist jedoch auch von der steigenden Akkukapazität abhängig.
- Thermische Überlastungen können zum größten Teil durch **intelligente Ladestrategien** gelöst werden, in den untersuchten Projekten konnte bei Verwendung solcher Strategien in der Regel jeder Haushalt mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet werden, ohne lokale Netzüberlastungen zu verursachen. Allerdings entstehen eventuell zusätzliche Konflikte. Die Lösung globaler Problematiken (Ausgleich von EE-Erzeugung und Verbrauch) kann lokale Probleme (Netzüberlastung) verschärfen, und umgekehrt. Beides gleichzeitig zu beachten, ist schwierig. Die Zielgröße der Steuerung ist also von großer Bedeutung und eine genaue Analyse der ggf. gegenläufigen, resultierenden Effekte ist durchzuführen.
 - Eine **Bindung der Ladevorgänge an das Dargebot an erneuerbarer Energie** ist problematisch. Im Vorstadtbereich ist hauptsächlich PV installiert, die tagsüber verfügbar ist, wenn ein Großteil der Fahrzeuge nicht am Netz ist. Somit würde die Wirkung dieser Steuerungslogik verpuffen. Eine Kopplung an das globale Windangebot ohne Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten kann wiederum zu zusätzlichen Netzüberlastungen führen.
 - **Ladestrategien dienen vor allem dazu, die steigenden Anteile Elektromobilität ohne größere Probleme im Verteilnetz integrieren zu können.** Ihr Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien über das Verteilnetz hinaus ist fraglich. Hier muss die Vermeidung von Netzausbau den Kosten des Lademanagements und den möglicherweise negativen Effekten auf die globale Integration von EE gegenübergestellt werden.
- Während PV-Einspeisung tagsüber zu Erhöhung der Spannung im Niederspannungsnetz über den zulässigen Wert von 1.1 p.u führen kann, kann die zusätzliche Last durch ladende Elektrofahrzeuge zu anderen Tageszeiten zur Unterschreitung der minimalen zulässigen Spannung von 0.9 p.u. führen. Diese Problematik kann durch **Blindleistungsregelung** der Erzeuger und der Elektrofahrzeuge grundsätzlich auch ohne intelligente Ladestrategie reduziert werden. Dabei wird vom zur Ladung benötigten Umrichter Blindleistung bereitgestellt oder bezogen und so die Spannung beeinflusst. Dies ist auch unabhängig vom Wirkleistungsbezug möglich, womit eine solche Funktionalität auch zum Ausgleich nicht durch das Elektrofahrzeug selbst bedingter Spannungsabweichungen genutzt werden kann. Bei herkömmlichen AC-Ladestationen ist der Umrichter im Fahrzeug selbst verbaut, womit er nur zur Spannungsregelung genutzt werden kann, wenn das Fahrzeug sich an der Ladestation befindet. DC-Ladestationen haben einen eigenen Umrichter und können somit unabhängig von der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge zur Spannungshaltung genutzt werden.¹

¹ Nach Abschluss der vorliegenden Studie wurde das Combined Charging System CCS mit Typ-2-Stecker zum EU-Standard erklärt. Dieses System kann durch den Umrichter im Fahrzeug normal mit AC geladen werden, ermöglicht aber auch DC-

Abschließend lässt sich sagen, dass Elektrofahrzeuge in den Verteilnetzen nicht zwingend zur Integration erneuerbarer Energien beitragen, sondern besonders in größerer Anzahl eine zusätzliche Belastung für das Netz darstellen. Diese ist jedoch durch intelligente Ladestrategien und Netzregelung durch die Ladestationen in den Griff zu bekommen und steht somit zumindest dem Erneuerbaren-Ausbau nicht im Weg. Allerdings ist bei der Wahl der Ladestrategie die Zielsetzung zu beachten und abzuwägen, wann und wo Netzausbau akzeptabel bzw. unvermeidbar ist, damit Netzprobleme nicht lediglich auf die nächst höhere (oder niedrigere) Spannungsebene verlagert werden.

.....

Schnellladungen. Es ist somit davon auszugehen, dass in Zukunft hauptsächlich Schnellladestationen über einen eigenen auf Schnellladung dimensionierten Umrichter verfügen, während Heimpladevorgänge mit dem Fahrzeugumrichter durchgeführt werden. [35]

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	2
2	Heutige Herausforderungen für die Verteilnetze	7
2.1	Einführung zu Verteilnetzen	7
2.2	Erneuerbaren-Ausbau in den Verteilnetzen	9
2.3	Erneuerbare im Verteilnetz – Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten	10
2.4	Mögliche Potentiale der Elektromobilität	13
3	Integration von Elektromobilität in die Verteilnetze	14
3.1	Untersuchte Projekte	14
3.2	Ladeinfrastruktur und Anschlussausführung	15
3.3	Ladestrategien	16
3.4	Einfluss der Elektromobilität auf die Verteilnetze	19
3.5	Konflikte zwischen Optimierung der Ladung für Verteilnetze und für das Gesamtsystem	30
3.6	Zusätzlicher EE-Ausbau zur bilanziellen Deckung	31
4	Fazit und Ausblick	32
5	Quellenverzeichnis	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Offen betriebenes Mittelspannungs-Ringnetz. [3].....	8
Abbildung 2: Spannungsverteilung über einer Niederspannungsleitung bei PV-Einspeisung (oben) und bei Starklast (unten). [6]	11
Abbildung 3: Überblick über die verschiedenen Typen von Ladestrategien. Quelle: Energynautics.	19
Abbildung 4: In iZEUS verwendete Blindleistungskennlinie der Q(U)-Regelung. [24]	21
Abbildung 5: In eFLOTT verwendete Blindleistungskennlinie der Q(U)-Regelung. [19].....	22
Abbildung 6: Haushaltlastgang und ungesteuerter Ladevorgang, die maximale Last wird hier um 77 % erhöht. [17].....	24
Abbildung 7: Ladelastspitze mit unterschiedlichen Ladeleistungen in einem Dorfnetz. [13]	25
Abbildung 8: Schematischer Verlauf einer Ladekurve bei ungesteuerter Ladung (blau) und der PV-Einspeisung (gelb) in einem Niederspannungsnetz. [6]	28
Abbildung 9: Residuallastglättung durch Elektrofahrzeuge. [27]	29
Abbildung 10: Problematik der EE-gesteuerten Ladung. [17].....	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netztypen der Verteilnetzebene [1].....	7
Tabelle 2: Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen.....	10
Tabelle 3: Untersuchte Projekte.	14
Tabelle 4: Ladevarianten und Verfügbarkeit nach [10].....	16
Tabelle 5: Topologien, bei denen in den untersuchten Projekten Spannungsprobleme auftraten, und gewählte Lösungen.	23
Tabelle 6: Topologien, bei denen in den untersuchten Projekten thermische Überlastungen auftraten, und gewählte Lösungen.	26

2 Heutige Herausforderungen für die Verteilnetze

2.1 Einführung zu Verteilnetzen

Das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem besteht aus den Übertragungsnetzen der Höchstspannungsebene (220 und 380 kV) und den Verteilnetzen. Diese bestehen aus Verteilnetzen auf Hochspannungsebene (110 kV), Mittelspannungsnetzen mit 10 und 20 kV und den Niederspannungsnetzen mit 0,4 kV. Ein kurzer Überblick über die verschiedenen Topologien ist in Tabelle 1 gegeben. Im klassischen Energieversorgungssystem speisen große Kraftwerke hauptsächlich auf Hoch- und Höchstspannungsebene ein. Die Übertragungsnetze und ein Teil der 110-kV-Netze, die teilweise auch als regionale Übertragungsnetze fungieren, transportieren die Energie in die Nähe der Verbraucher. Da ein Großteil der konventionellen Kraftwerke in der Nähe der Ballungszentren installiert ist, wird das Übertragungsnetz oft vor allem dazu benötigt, um bei Ausfällen von Erzeugungseinheiten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Verteilnetze verteilen die elektrische Energie dann an die Endverbraucher, wobei die 110-kV-Netze für die regionale Grobverteilung sorgen und Mittelspannungsnetze mit 20 kV ländliche Gebiete versorgen. Im städtischen Bereich ist die Mittelspannungsebene in der Regel mit 10 kV ausgeführt. Von den Mittelspannungsnetzen gehen dann über Trafos die einzelnen Ortsnetze mit 400 V ab, die einzelne Dörfer und Straßenzüge versorgen. Die Topologien der Mittel- und Niederspannungsnetze sind in Land, Vorstadt und Stadt teilweise unterschiedlich, wie in Tabelle 1 zu erkennen ist (siehe auch Kapitel 2.1.3). Industrielle Verbraucher sind meist direkt ans Mittelspannungsnetz angeschlossen und nehmen die Umspannung auf das gewünschte Spannungsniveau, das auch von den üblichen Spannungen abweichen kann, intern vor.

Tabelle 1: Netztypen der Verteilnetzebene [1]

Netztyp	Spannung	Ausführung	Topologie
HS	110 kV	Freileitung	Vermascht, Strahlen
MS ländlich	20 kV	Freileitung, Kabel	Strahlen, OffeneRinge
MS Vorstadt	10 / 20 kV	Kabel	Halbringe
MS Stadt	10 kV	Kabel	Halbringe
NS ländlich	400 V	Kabel	Strahlen
NS Vorstadt	400 V	Kabel	Strahlen, Ringe
NS Stadt	400 V	Kabel	Ringe, vermascht, ein- oder zweisträngig

2.1.1 110-kV-Netze

110-kV-Netze existieren in praktisch allen möglichen Topologieausführungen, da sie sehr verschiedene Aufgaben wahrnehmen. Je nach Region und Einspeisesituation können sie als regionale

Übertragungsnetze mit bidirektionalem Energiefluss, als reine Verteilnetze mit (zumindest in der Vergangenheit) unidirektionalem Energiefluss, oder für beide Aufgaben ausgelegt sein. Entsprechend gibt es Strahlen-, Ring- und Maschennetze, die im ländlichen Bereich meist als Freileitungen, in Ballungsgebieten aber auch verkabelt ausgeführt sind. Die Spannung wird über Stelltransformatoren und Beeinflussung der Blindleistungsbilanz, oft durch die angeschlossenen Kraftwerke, geregelt. Ein Teil der Großkraftwerke und einige große Windparks speisen direkt in die 110-kV-Ebene ein.

2.1.2 Mittelspannungsnetze

Der Stelltransformator von 110 kV auf die Mittelspannungsebene stellt üblicherweise die letzte Spannungsregelinstanz dar, da unterhalb von 110 kV vor dem in den letzten Jahren Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen keine nennenswerte Einspeisung erwartet wurde. Mittel- und Niederspannungsnetze sind daher oft als reine Verbrauchernetze mit unidirektionalem Leistungsfluss ausgelegt, deren Spannung so eingestellt wird, dass sowohl bei der niedrigsten als auch bei der höchsten erwarteten Last das erlaubte Spannungsband (heute $\pm 10\%$ [2]) nicht verletzt wird. Im Mittelspannungsnetz kann die Spannung meist am Koppelpunkt mit der übergeordneten Spannungsebene geregelt werden, während Mittel- und Niederspannungsnetze starr miteinander verbunden sind.

Mittelspannungsnetze sind üblicherweise nicht vermascht, sondern als Strahlen- oder Ringnetze ausgeführt. Im Normalbetrieb werden Ringe offen, also als zwei Strahlen betrieben, im Fehlerfall kann jedoch die Ringtrennstelle geschlossen und die vom Fehler betroffene Ringhälfte nach Abtrennung der Fehlerstelle über den gesunden Ast versorgt werden (siehe Abbildung 1).

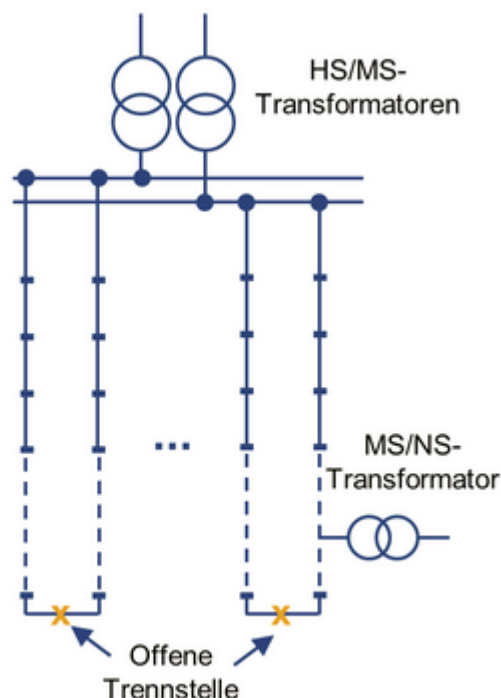


Abbildung 1: Offen betriebenes Mittelspannungs-Ringnetz. [3]

Ländliche Mittelspannungsnetze werden wegen der oft deutlich größeren Leitungslängen mit einer Spannung von 20 kV (alte Netze in Ostdeutschland teilweise auch 30 kV, früher bis 50 kV) betrieben

und sind oft als Freileitungen ausgeführt, während kürzere städtische Mittelspannungsnetze meist verkabelt sind und mit 10 kV betrieben werden.

2.1.3 Niederspannungsnetze

Niederspannungsnetze werden über Ortsnetztransformatoren mit einer Nennscheinleistung zwischen 50 kVA und 800 kVA und einem festen Übersetzungsverhältnis gespeist. Im ländlichen Bereich herrschen Strahlen- und offene Ringnetze vor, während innerstädtisch auch vermaschte Niederspannungsnetze zu finden sind. Sie können durch einen oder mehrere Transformatoren versorgt sein, die entweder von einem (einsträngig gespeist) oder mehreren verschiedenen (mehrsträngig gespeist) Mittelspannungs-Strahlen abgehen. Niederspannungsnetze sind zu nahezu 100 % verkabelt ausgeführt.

2.2 Erneuerbaren-Ausbau in den Verteilnetzen

Nieder- und Mittelspannungsnetze sowie ein Teil der 110-kV-Netze sind für einen unidirektionalen Leistungsfluss von den Erzeugern in der Hoch- und Höchstspannungsebene zu den Verbrauchern in der Niederspannung ausgelegt. Bis in die 1990er Jahre speisten allein einige kleine Wasserkraftwerke ins Verteilnetz ein, während praktisch die gesamte übrige Erzeugung auf der 110-kV-Ebene und darüber stattfand. Der seit dem Stromeinspeisegesetz von 1990 – das 2000 vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [4] abgelöst wurde – voranschreitende Zubau der erneuerbaren Energien führt allerdings zu veränderten Verhältnissen, da die meisten Erzeugungsanlagen an die Nieder- und Mittelspannungsnetze angeschlossen wurden (siehe Tabelle 2).

Photovoltaikanlagen sind in Deutschland zum größten Teil als dachmontierte Kleinanlagen (1–100 kWp) in Privatbesitz ausgeführt, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Größere PV-Anlagen, wie beispielsweise Dachanlagen größerer Industriebetriebe und geschäftlich genutzter Gebäude oder Freiflächenanlagen (Solarparks), können auch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Einige wenige sehr große Solaranlagen, wie beispielsweise der Solarpark Templin mit einer installierten Leistung von 128 MWp, speisen in das 110-kV-Netz ein, was aber die absolute Ausnahme darstellt. [5] [6]

Aufgrund der deutlich größeren Leistung der Einzelanlagen, heute in der Regel 2–3 MW, werden Windkraftanlagen nicht mit der Niederspannungsebene verbunden. Der weitaus größte Teil der deutschen Windkraftanlagen sind an die Mittelspannungsebene angeschlossen, größere Windparks auch an die 110-kV-Ebene. Wenige große Windparks sind auch direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden.

Biogas-Blockheizkraftwerke sind in der Regel mit dem Mittelspannungsnetz verbunden, größere Biomassekraftwerke, die beispielsweise mit Holzhackschnitzeln befeuert werden, auch mit dem 110-kV-Netz.

Tabelle 2: Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen.

Erzeugungsanlage	Anschlusspunkt
PV-Anlage, dachmontiert	0,4 kV Niederspannungsebene
PV-Anlage, Freifläche	20 kV Mittelspannungsebene ²
	110 kV Hochspannungsebene (sehr große Anlagen)
Biogas-BHKW	0,4 kV Niederspannungsebene (Kleinanlagen)
	20 kV Mittelspannungsebene
Biomasse-KWK-Kraftwerk (Biogas, Holzhackschnitzel, Klärschlamm, Abfall)	20 kV Mittelspannungsebene
	110 kV Hochspannungsebene (große Anlagen)
Windkraftanlage, einzeln	20 kV Mittelspannungsebene
Windpark	20 kV Mittelspannungsebene
	110 kV Hochspannungsebene (große, neue Anlagen)
	220/380 kV Höchstspannungsebene (sehr große Anlagen, Offshore-Parks)
Kleinwasserkraft	0,4 kV Niederspannungsebene
	20 kV Mittelspannungsebene

2.3 Erneuerbare im Verteilnetz – Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten

Die Herausforderungen, die durch den steigenden Anteil an Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen entstehen, sind vielfältig und von Spannungsebene und Netztopologie abhängig. Die meisten Probleme entstehen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen, die ursprünglich als reine Verbrauchernetze ausgelegt sind, während die 110-kV-Netze, in die auch vor dem Aufkommen der erneuerbaren Energien schon Kraftwerke einspeisten, weitgehend unproblematisch sind. Vor allem ländliche Verteilnetze sind von durch Einspeisung bedingten Problemen betroffen, da der Großteil der erneuerbaren Erzeuger dort installiert sind, während die Last eher niedrig ist und die Netze dementsprechend schwächer ausgelegt sind als im städtischen Bereich.

Probleme in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen entstehen vor allem durch die Auslegung für den unidirektionalen Lastfluss von der Hochspannungsebene zum Verbraucher. Meist ist der Transformator von 110 kV auf 10 oder 20 kV die letzte Spannungsregelinstanz und als Stufenstelltransformator ausgeführt. Während ohmsche Spannungsabfälle im Hochspannungsnetz in der Regel gering sind, fallen sie vor allem bei verkabelten Nieder- und Mittelspannungsnetzen

² Fast alle Freiflächen PV-Anlagen befinden sich im ländlichen Raum, wo die Mittelspannungsebene mit 20 kV betrieben wird.

aufgrund des höheren R/X-Verhältnisses³ der Leitungen gravierender aus. Aus diesem Grund wird die Sekundärspannung der Trafos in der Regel etwas höher als die Nennspannung eingestellt, so dass bei Starklast die untere Grenze auch am Ende der Leitung nicht unterschritten wird. Durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird der Spannungshub größer, wobei vor allem in ländlichen Netzen mit hohem PV-Anteil und langen Leitungen die durch hohe Einspeisung bei Schwachlast entstehenden Überspannungen ein Problem sind. Die Spannung am Trafo fest auf einen niedrigen Wert einzustellen würde das Problem nicht lösen, da bei Starklast und schwacher Einspeisung (kalte, windstille Nacht) die Spannung zu weit absacken würde (siehe Abbildung 2). Spannungsprobleme in Niederspannungsnetzen können durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztrafos (RONT) behoben werden, die die Spannung abhängig von der jeweiligen Last- und Einspeisesituation variabel einstellen können. Der Einsatz von RONT entkoppelt auch die Nieder- und Mittelspannungsebene, so dass sich Spannungsschwankungen in der Mittelspannungsebene nicht mehr in den Ortsnetzen fortsetzen und ein größerer Spielraum zur Spannungsregelung in der Mittelspannungsebene bleibt. In der Regel geht man bei der erlaubten Spannungsabsenkung von 10 % von einer Aufteilung von 4 % auf das Mittelspannungsnetz, 2 % auf die Transformatoren und 4 % auf das Niederspannungsnetz aus. [7] Damit wäre eine Spannung unter 0.96 p.u. bereits kritisch, der Einsatz von RONT würde 10 % in jeder Spannungsebene zulassen.

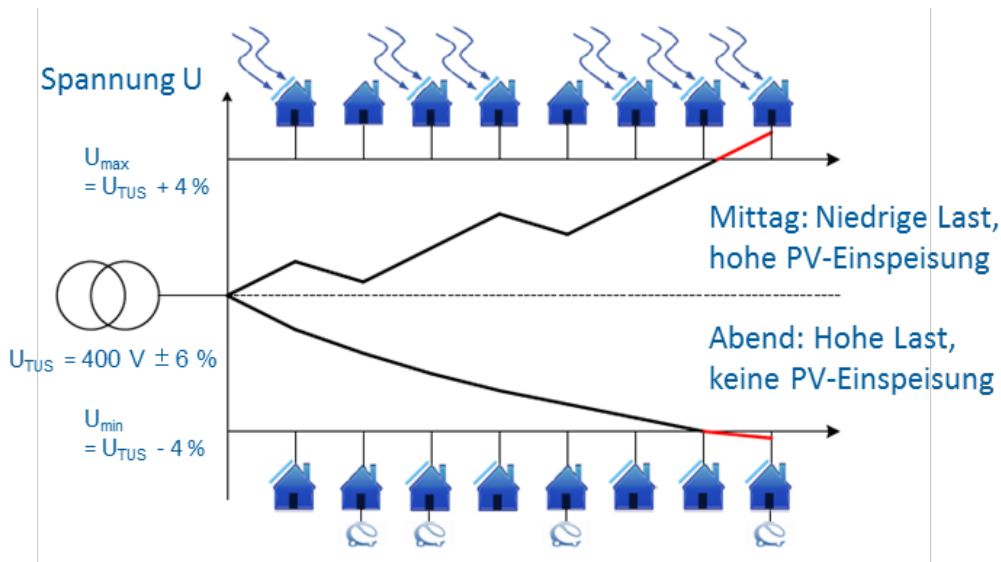


Abbildung 2: Spannungsverteilung über einer Niederspannungsleitung bei PV-Einspeisung (oben) und bei Starklast (unten). [8]

Ähnliche Probleme entstehen auch in ländlichen Mittelspannungsnetzen, sowohl durch Windkraft- als auch durch PV-Einspeisung in die Niederspannungsnetze, die auch die Primärspannung von Ortsnetztransformatoren mit festem Übersetzungsverhältnis beeinflussen kann. Der Transformator,

³ Das R/X-Verhältnis beschreibt das Verhältnis von ohmschem Widerstand zur Reaktanz einer Leitung. Ein hoher ohmscher Widerstand führt zu höheren Verlusten und einem größerem Spannungsabfall durch Wirkleistungsfluss. Ein niedriges R/X-Verhältnis findet sich beispielsweise in Hochspannungs-Freileitungen. Verluste und Einfluss der Wirkleistungsübertragung auf die Spannung sind vergleichsweise klein, dafür ist die Spannung durch die hohe Reaktanz über Veränderungen der Blindleistungsbilanz leicht zu beeinflussen.

der das Mittelspannungsnetz aus der 110-kV-Ebene versorgt, ist meist regelbar, „sieht“ aber auch nur die Spannung am Übergabepunkt, also an der Sekundärseite des Transformators, nicht aber an anderen Stellen des Netzes. Die Spannungsregelung kann durch eine Weitbereichsregelung, die an mehreren Punkten des Netzes die Spannung misst und den Transformator entsprechend einstellt, optimiert werden. Ein zu hoher Spannungsabfall auf der Leitung kann aber auch so nicht immer ausgeglichen werden. Da meist mehrere Strahlen oder Teilringe am gleichen Transformator hängen, kann bei ungleichmäßiger Verteilung von Last und Erzeugung, wie beispielsweise durch den Anschluss einer Windkraftanlage an einen Strahl, die Spannung in einem Teil des Netzes zu hoch und in einem anderen zu niedrig sein.

Um solche Fälle so lange wie möglich zu vermeiden, sind seit 2008 die Anschlussrichtlinien für die Mittel- und Niederspannungsebene angepasst worden. Erzeugungsanlagen müssen durch Blindleistungseinspeisung die Spannung beeinflussen können. Blindleistungseinspeisung (kapazitives Verhalten) stützt die Spannung, während Blindleistungsbezug (induktives Verhalten) sie senkt. Die Umrichter moderner PV- und Windkraftanlagen können so eingestellt werden, dass bei Wirkleistungseinspeisung gleichzeitig Blindleistung bezogen wird, die Anlagen sich also induktiv verhalten und der durch die Wirkleistung bedingten Spannungsanhebung entgegen wirken. Je nach Spannungsebene und Anlagengröße ist die Blindleistungsregelung über einen festen Leistungsfaktor, eine leistungsabhängige Blindleistungskennlinie oder eine aktive Spannungsregelung (meist in größeren Anlagen in der Mittelspannungsebene) realisiert.

Auch mit den genannten Lösungsansätzen für Spannungsprobleme können gerade in schwach ausgebauten Nieder- und Mittelspannungsnetzen bei hoher Erneuerbaren-Einspeisung auch thermische Überlastungen auftreten, wenn lokal die Einspeisung die Last übersteigt und Strom in die übergeordnete Spannungsebene transportiert werden muss. Treten solche Probleme im Verlauf des Jahres gehäuft auf, ist ein Ausbau der Leitungen meist unumgänglich. Allerdings speisen vor allem PV-Anlagen nur sehr selten mit ihrer vollen installierten Leistung ein. Eine Abregelung der Anlagen kann das Netz oft mit relativ geringen Verlusten an Energie deutlich entlasten. Abregelung kann dabei entweder ferngesteuert erfolgen, oder die Leistung kann auf einen bestimmten Wert begrenzt werden. Derzeit ist in Deutschland bei Neuinstallationen eine Begrenzung auf 70 % der Peakleistung für Anlagen < 30 kW vorgeschrieben, sofern diese nicht ferngesteuert werden können. [9] [4] Das führt durchschnittlich zum Verlust von ca. 2–5 % der jährlich erzeugten Energie, was als akzeptabel gilt.

Neben Netzausbau und Abregelung kann auch verstärkt lokale Abnahme des erzeugten Stromes thermische Überlastungen vermeiden. Dies kann entweder durch steuerbare Lasten (Demand Side Management) oder, besonders bei PV-Anlagen, durch Eigenverbrauchsspeicher geschehen. Eigenverbrauchsspeicher müssen, um zur Netzentlastung beizutragen, jedoch netzoptimiert geladen werden. Eine Auslegung der Ladesteuerung auf eine Maximierung des Eigenanteils hätte zur Folge, dass der Ladevorgang direkt mit Beginn der PV-Einspeisung beginnt und der Speicher zum Zeitpunkt der höchsten Einspeisung bereits komplett geladen ist. Ein Einsatz des Speichers zur Spitzenkappung mit Ladung zur Mittagszeit kann das Netz hingegen deutlich entlasten, zum Preis einer eventuell niedrigeren Speicherauslastung.

Ein Mangel an Kurzschlussstrom bereitstellenden Anlagen kann ebenfalls zu einem Problem führen. Bei sehr hohen Erneuerbaren-Anteilen im Gesamtsystem kann es passieren, dass der Netzschutz nicht mehr auslöst, weil der Kurzschlussstrombeitrag der Synchrongeneratoren der wenigen verbleibenden

konventionellen Kraftwerke nicht ausreicht. Dies stellt allerdings ein systemweites und nicht auf die Verteilnetze begrenztes Problem dar, das darüber hinaus erst bei hohen Anteilen an Erneuerbaren im gesamteuropäischen System relevant wird. [10]

2.4 Mögliche Potentiale der Elektromobilität

Elektrofahrzeuge können unter bestimmten Umständen auf verschiedene Art und Weise zur Netzstabilisierung beitragen. Zunächst stellen sie aber lediglich einen Zuwachs der Last dar, der bei ungesteuerter Ladung auch noch größtenteils zu Zeit der abendlichen Spitzenlast ans Netz geht. Hier stellt sich die Frage, ab welchem Anteil ungesteuert ladende Elektrofahrzeuge zur Verschärfung der Problematiken beitragen, also das Netz aufgrund der höheren Last und der stärkeren Lastfluktuation ausgebaut werden muss.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit die Akkumulatoren der Fahrzeuge gesteuert zu laden und daher diese als steuerbare Lasten zu verwenden. Diese steuerbaren Lasten können beispielsweise dazu genutzt werden, lokal überschüssigen PV-Strom aufzunehmen, um thermische Überlastungen und Spannungsprobleme zu vermeiden. Darüber hinaus wäre es auch technisch möglich, einen Vehicle-to-grid-Betrieb zu realisieren, bei dem die Fahrakkus zu Spitzenlastzeiten oder zur Bereitstellung von Regelleistung ins Netz zurück speisen können. Damit erfüllen sie neben der Funktion als Fahrakku auch die als Netzspeicher zum Ausgleich von Fluktuationen in der Einspeisung erneuerbarer Energien.

Ebenso können auch die Umrichter, die die Fahrakkus speisen, Blindleistung beziehen oder bereitstellen und damit die Spannung regeln.

Das Potential von Elektrofahrzeugen, zur Integration erneuerbarer Energien beizutragen, wird in verschiedenen Publikationen unterschiedlich bewertet und soll im Folgenden anhand von in den letzten Jahren erstellten Studien zum Thema untersucht werden.

3 Integration von Elektromobilität in die Verteilnetze

3.1 Untersuchte Projekte

Ein kurzer Überblick über die untersuchten Projekte und Studien ist in Tabelle 3 gegeben, neben 6 verschiedenen Elektromobilitätsstudien wurden auch Forschungsergebnisse der technischen Universitäten in Karlsruhe und Kopenhagen berücksichtigt, die in den letzten Jahren interessante Papers zum Thema veröffentlicht haben. Die meisten Untersuchungen beschäftigen sich vor allem mit städtischen und vorstädtischen Niederspannungsnetzen, da dort der Anschluss eines Großteils der Elektrofahrzeuge erwartet wird. Die Nutzung als Stadtfahrzeug oder als Fahrzeug für im vorstädtischen Bereich ansässige Berufspendler ist aufgrund der beschränkten Reichweite ein Kernanwendungsgebiet der Elektromobilität. Damit werden Elektrofahrzeuge allerdings vor allem in Verteilnetzen mit vergleichsweise geringen installierten Erneuerbaren-Kapazitäten angeschlossen werden, hier spielen allenfalls im vorstädtischen Bereich installierte PV-Dachanlagen eine Rolle, während der größte Teil der erneuerbaren Erzeuger an ländliche Verteilnetze angeschlossen ist. [11]

Tabelle 3: Untersuchte Projekte.

Projekt	Form	Jahr	Untersuchte Netztypen
BMU Flottenversuch Elektromobilität	Endberichte [12] [13], Paper [14] [15]	2012	Niederspannung Land/Dorf/Vorstadt Mittelspannung
Nationale Plattform Elektromobilität	Zwischenberichte [16] [11] [17]	laufend	Niederspannung Land/Vorstadt/Stadt Mittelspannung
eFlott	Endbericht [18], Vorstudie [19], Papers [20] [21]	2011	Niederspannung Vorstadt
INTELLAN	Bericht [22], Paper [23]	2014	Nutzt Ergebnisse aus iZEUS und NEMO
iZEUS	Diverse Papers [23] [24] [25] [26]	2013	Niederspannung Vorstadt
NEMO	Diverse Papers [23] [24] [8] [27]	2013	Niederspannung Land/Vorstadt/Stadt
Karlsruhe Institute of Technology KIT	Paper [28]	2009	Niederspannung Stadt/Vorstadt
Technical University of Denmark DTU	Papers [29] [30] [31]	2013	Niederspannung Vorstadt (Dänemark)

3.2 Ladeinfrastruktur und Anschlussausführung

In der untersuchten Literatur werden verschiedene Ladeinfrastrukturen und Anschlussausführungen für Elektrofahrzeuge erwähnt, die einen Einfluss auf die Herausforderungen und Potentiale bei der Netzintegration haben und im Folgenden kurz erläutert werden.

Zunächst muss zwischen Hausanschlüssen und öffentlichen Ladestellen unterschieden werden. Beide existieren in unterschiedlichen Ausführungen, wobei bei Hausanschlüssen hauptsächlich verschiedene Ladeleistungen realisiert werden können, während öffentliche Ladestellen sich auch in ihrer Infrastruktur deutlich unterscheiden können. Hausanschlüsse können ein- oder dreiphasig ausgeführt werden. Einphasig ist die Ladeleistung in der Regel auf 3,7 kW limitiert⁴, was bei einer derzeit durchschnittlichen Akkukapazität von 20 kWh zu einer Ladedauer bis zu 5 Stunden führt und diese Anschlussart somit vor allem für die nächtliche Ladung von Privatfahrzeugen geeignet macht. Dreiphasig kann eine Ladeleistung von 11 kW realisiert werden, wodurch die Ladung des Fahrakku in unter 2 Stunden möglich wird. Höhere Ladeleistungen sind theoretisch ebenfalls möglich, erfordern aber eine Verstärkung der vorhandenen, für die Nutzung durch den Haushalt (max. 3,7 / 11 kW) ausgelegten Hausanschlüsse und deren Schutzsysteme. Eine Ladeleistung von 22 kW, mit der der Fahrakku in weniger als einer Stunde geladen werden kann, kann oft mit wenigen Anpassungen erreicht werden. Höhere Ladeleistungen werden in Zukunft neben der Möglichkeit zur Schnellladung insofern an Bedeutung gewinnen, als dass auch die Akkukapazitäten der Fahrzeuge steigen werden. In der eFlott-Studie der FFE wurde beispielsweise für 2030 mit einer durchschnittlichen Kapazität von 40 kWh gerechnet.

Die gleichen Limitierungen gelten für einzelne öffentliche Ladesäulen, die beispielsweise in Parkzonen an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Darüber hinaus wäre es aber möglich, mit direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossenene Schnellladestationen deutlich höhere Leistungen zu erzielen, mit denen ein Fahrakku innerhalb weniger Minuten geladen werden kann. Werden Ladesäulen in Parkzonen, beispielsweise in Parkhäusern oder am Arbeitsplatz, so gepoolt, dass ein eigenes Niederspannungsnetz dafür installiert werden muss, sie also quasi direkt an die Mittelspannung angeschlossen sind, lassen sich ebenfalls höhere Ladeleistungen erzielen. Während Hausanschlüsse in der Regel mit der vorhandenen Infrastruktur betrieben werden, ist gerade bei Schnellladestationen oder größeren Ansammlungen von Ladesäulen der Neubau von Netzen meist notwendig.

Untersuchungen des VDE haben gezeigt, dass in der Realität zur Ladung fast ausschließlich Hausanschlüsse und zu einem geringeren Anteil öffentliche Ladesäulen genutzt werden, während Schnellladungen nur selten notwendig sind. [12] Nichtsdestotrotz erhöht die Verfügbarkeit von Schnellladestation die Nutzerakzeptanz von Elektrofahrzeugen stark, da ein mögliches spontanes „Nachtanken“ die Flexibilität erhöht und den vom Verbrennungsmotor-Fahrzeug geprägten Gewohnheiten der Nutzer entspricht.

.....

⁴ Mitunter können die Hausanschlüsse und die Ortsnetztransformatoren unterdimensioniert sein, was die Ladeleistung weiter begrenzt. [7]

Neben der unterschiedlichen Leistung der Anschlüsse wird derzeit die Unterscheidung zwischen AC- und DC-Ladung diskutiert. Die Bezeichnung ist an sich unpräzise, da die Fahrakkus bei beiden an ein Wechselstromnetz angeschlossen werden und der Ladestrom dann gleichgerichtet wird. Der Unterschied besteht in der Installation des Umrichters. Bei den heutzutage vorherrschenden AC-Verfahren ist er im Fahrzeug selbst installiert, während sogenannte DC-Ladestationen selbst über einen Umrichter verfügen. Die Kosten des Umrichters werden vom Fahrzeug auf die Ladestation verschoben, was bei Heiminstallationen keinen Unterschied macht, bei einem flächendeckenden öffentlichen Netz an Ladestationen jedoch sinnvoll sein könnte.

Eine Übersicht über die verschiedenen möglichen Anschlussausführungen und deren Verfügbarkeit nach [11] ist in Tabelle 4 gegeben. Dabei wird auch noch die Möglichkeit des induktiven Ladens zu Hause oder an öffentlichen Plätzen dargestellt, welches derzeit aber noch keine erprobte Technologie darstellt. Für das Netz ist vor allem die Ladeleistung des einzelnen Anschlusses ausschlaggebend, während die genaue Konstruktion der Ladestation nebensächlich ist. Allerdings kann der fest installierte Umrichter einer DC-Ladestation unter Umständen zur Spannungsregelung im Netz genutzt werden (siehe Kapitel 3.4.3).

In allen hier untersuchten Studien wurden hauptsächlich ein- und dreiphasige Hausanschlussladungen mit einer Leistung zwischen 2 und 22 kW untersucht, die technisch problemlos realisierbar sind. Im Rahmen von NEMO / iZEUS / INTELLAN wurden auch öffentliche Schnellladestationen verwendet, deren Einfluss aber nicht gesondert dargestellt. Alles in allem ist damit zu rechnen, dass der größte Teil der Elektrofahrzeuge in den kommenden Jahren entweder an öffentlichen Anschlüssen oder am Hausanschluss geladen werden, mit Ladeleistungen bis 22 kW, wobei 3,7 kW einphasig und 11 kW dreiphasig den momentanen Standard darstellen. Mit steigender Akkukapazität und damit steigender Ladedauer ist aber auch mit steigenden Anschlussleistungen und hauptsächlich dreiphasiger Ladung mit mehr als 11 bzw. 22 kW zu rechnen. [11] [19]

Tabelle 4: Ladevarianten und Verfügbarkeit nach [11]. Der Ladestand ist mit SOC (State of Charge) abgekürzt.

	Home Charging			Öffentliche AC Ladepunkte				Induktives Laden				DC Laden		Schnell-ladung			
Ladeleistung	3,7 kW	11 kW	22 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	60 kW	<20 kW	<50 kW	60 kW			
Spannungsebene	230 V	400 V	400 V	230 V	400 V	400 V	400 V	230 V	400 V	400 V		450 Vdc	<450 Vdc	400 Vdc			
Stromstärke	16 A	16 A	32 A	16 A	16 A	32 A	63 A	16 A	16 A	32 A		32 A	<100 A	150 A			
von SOC min	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %			
nach SOC max	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	80 %	100 %	100 %	100 %	80 %	100 %	80 %	80 %			
Ladedauer bei 20 kWh Batterie	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min	0,3 h 20 min	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min		0,6 h 40 min	0,3 h 20 min	0,2 h 12 min			
Zeitliche Verfügbarkeit 2010–2020																	
2010–2013	+	+	+	+	+	+		Eine zeitliche Zuweisung wird in Abstimmung mit den Fahrzeugherstellern zum zweiten Bericht angestrebt.				+					
2014–2017							+									+	+
2018–2020																	

3.3 Ladestrategien

Die einfachste Ladestrategie für Elektrofahrzeuge an Haus- oder öffentlichen Anschlüssen ist die momentan verwendete Nicht-Strategie, bei der jedes Fahrzeug, das an die Ladestation gehängt wird, mit der vollen Leistung lädt, bis der Akku komplett voll ist. Der Vorteil dabei ist die hohe Nutzerakzeptanz und gute Planbarkeit, das Fahrzeug ist nach einer definierten Zeit fertig geladen und verfügbar. Allerdings fällt aufgrund der Tatsache, dass die meisten Fahrzeuge gegen Abend wieder an

ihrem Standort ankommen und dort geladen werden, der größte Teil der Ladeleistung in die frühen Abendstunden und damit in eine Spitzenlastzeit. Bei geringen Anteilen an Elektromobilität führt dies aber in der Regel noch nicht zu Netzproblemen, im Flottenversuch des BMU wurden bei einem Anteil von 8 % Elektrofahrzeugen (bezogen auf alle PKW im Netzgebiet) nur sehr vereinzelt Kabelüberlastungen festgestellt. [12]

Eine vergleichsweise einfache Möglichkeit, die eine erhöhte Spitzenlast vermeidet, ist die Verschiebung des Ladebeginns um einige Stunden in den späten Abend. Die meisten Fahrzeuge werden erst morgens wieder gefahren, und da die Ladung selbst mit der niedrigsten Ladeleistung deutlich kürzer als die durchschnittlichen 10 Stunden Standzeit ist, kann der Ladebeginn problemlos verzögert werden. So gehen die Fahrzeuge zu einer Schwachlastzeit ans Netz, allerdings ohne aufwändigere Steuerungsmechanismen immer noch mehr oder weniger gleichzeitig. Anders als die Ladung zur Abendspitze, die vor allem zu einer erhöhten Auslastung von Gaskraftwerken führt, wird hier zusätzlicher Kohlestrom verwendet, was unter dem Aspekt der CO₂-Bilanz nicht wünschenswert ist. [32] Dieses Problem kann allerdings bei allen Ladestrategien, die die Fahrzeuge netzfreundlich laden und nicht direkt an die Erneuerbaren-Erzeugung gekoppelt sind, entstehen.

Weitere netzorientierte Ladestrategien wurden beispielsweise im NEMO-Projekt verwendet. Diese sind an die Auslastung des jeweiligen Verteilnetzes gekoppelt und für hohe Anteile an Elektrofahrzeugen ausgelegt. Solange das Netz nicht überlastet ist, werden Fahrzeuge ungesteuert geladen. Befinden sich zu viele Fahrzeuge gleichzeitig am Netz, wurden folgende Strategien eingesetzt:

- First Come, First Serve: Ist die maximale Leistung des Netzes erreicht, werden alle Fahrzeuge, die ab diesem Zeitpunkt angeschlossen werden, erst geladen, wenn wieder Kapazität verfügbar ist. Wird das Netz durch steigende Last überlastet, werden die Ladevorgänge der Fahrzeuge, die als letztes ans Netz gegangen sind, zuerst unterbrochen.
- Equal Distribution: Die zu jedem Zeitpunkt ermittelte maximal zulässige Ladeleistung wird gleichmäßig auf alle am Netz befindlichen Fahrzeuge verteilt.
- Preferred Charging: Sind die Netzkapazitäten begrenzt, werden die Fahrzeuge mit dem niedrigsten Akku-Ladestand zuerst geladen bzw. diejenigen mit dem höchsten Ladestand zuerst vom Netz genommen.
- Parkzeit-Priorisierung: Jeder Nutzer gibt ein, zu welchem Zeitpunkt das Fahrzeug geladen sein muss. Fahrzeuge mit geringer verbleibender Reststanddauer werden bevorzugt geladen.

Ähnliche Strategien wurden auch in anderen Studien und Forschungsprojekten verwendet:

- Im Flottenversuch Elektromobilität des BMU sowie in den Untersuchungen des KIT bildete die Parkzeit-Priorisierung die Basisstrategie.
- Im iZEUS-Projekt wurde eine prozentuale Wirkleistungs-Abregelung bei Netzüberlastung erlaubt, was der Equal Distribution-Strategie entspricht.

Diese Strategien berücksichtigen ausschließlich die Belastung des Verteilnetzes und darüber auch indirekt die lokale Einspeisung erneuerbarer Energien – Zeiten hoher Einspeisung werden als Zeiten niedriger Netzauslastung bzw. als Zeiten, in denen zusätzliche Last vorteilhaft ist, erkannt. Übergeordnete Problematiken („Kohleauto“, Engpässe im Übertragungsnetz) werden aber nicht beachtet.

Einen Schritt weiter gehen direkt oder indirekt an die Erneuerbaren Einspeisung gekoppelte Strategien. Hier muss zwischen verschiedenen Zielen unterschieden werden. Einmal kann eine solche Strategie eventuell entstehende lokale Spannungsprobleme lösen, indem bei starker Einspeisung zusätzlich Strom abgenommen wird. Darüber hinaus kann es gerade für die Besitzer von PV-Anlagen von Vorteil sein, einen möglichst großen Teil ihres selbst erzeugten Stromes zu verbrauchen. Andererseits kann es gewünscht sein, einen möglichst hohen Anteil an Erneuerbaren-Strom in den Akku zu laden, der nicht unbedingt lokal erzeugt sein muss. Folgende Ladestrategien wurden in den untersuchten Projekten verwendet:

- Im eFlott-Projekt der FFE wurden alle Fahrakkus direkt nach dem Anschließen ans Netz bis auf einen Ladestand von 80 % geladen. Die restlichen 20 % wurden für Zeiten erhöhter lokaler PV-Einspeisung vorgehalten und entsprechend mit PV-Strom geladen. Des Weiteren wurden in einem Teil der Haushalte Eigenverbrauchsspeicher tagsüber mit PV-Strom geladen, der dann zur abendlichen Ladung des Fahrakkus verwendet wurde, was aber durch die doppelten Akkukosten und die Verluste durch das Umladen eine zweifelhafte Strategie ist.
- Ebenfalls in eFlott wurden Ladungsstrategien auf Börsenpreisbasis sowie mit direkter Kopplung an das Erneuerbaren-Angebot untersucht, teilweise mit kontraproduktiven Ergebnis, da so lokale Gegebenheiten nicht ausreichend berücksichtigt wurden.
- In der INTELLAN-Potentialstudie zum PV-Eigenverbrauch wurde die Ladung der Fahrakkus an die lokale PV-Einspeisung gekoppelt.
- In den Untersuchungen des KIT wurde die Ladung der Fahrakkus in einem Szenario an die Last bzw. den Börsenpreis und in einem anderen direkt an die lokalen PV-Anlagen gekoppelt.
- Im Flottenversuch Elektromobilität des BMU wurde die Ladung vom Börsenpreis gesteuert. Dies führt zu einer erhöhten Ladeleistung zu Zeiten hoher Erneuerbaren-Einspeisung, allerdings auch zur vermehrten Verwendung von Kohlestrom zu Schwachlastzeiten.

Die Nutzerakzeptanz ist tendenziell bei den Ladestrategien am höchsten, die das Fahrzeug nach Anschluss an das Netz direkt laden, so dass das Fahrzeug schnellstmöglich wieder verfügbar ist. Damit sind die Varianten aus der NEMO-Studie, die erst bei Netzüberlastung überhaupt in den Betrieb eingreifen, sehr günstig. Stark netz- oder Erneuerbaren-orientierte Ladestrategien weisen das Problem auf, dass das Fahrzeug eben nicht unbedingt so geladen wird, dass es schnellstmöglich verfügbar ist. Gerade Strategien, die die Vorhaltung eines gewissen Anteils der Akkukapazität für Netzdienstleistungen bereithalten, sind deshalb weiter unten in der Nutzerakzeptanz anzusiedeln. Auch bei der Methode der Parkzeit-Priorisierung, die in mehreren Projekten die Basis für intelligente Ladestrategien bildete, besteht die Gefahr, dass sie ins Leere greift, da Nutzer unter Umständen deutlich kürzere Parkzeiten angeben, als wirklich geplant sind, um die vom Verbrennungsmotor-Fahrzeug gewohnte ständige Verfügbarkeit zu sichern.

Eine Übersicht über die verschiedenen untersuchten Ladestrategien ist in Abbildung 3 gegeben.

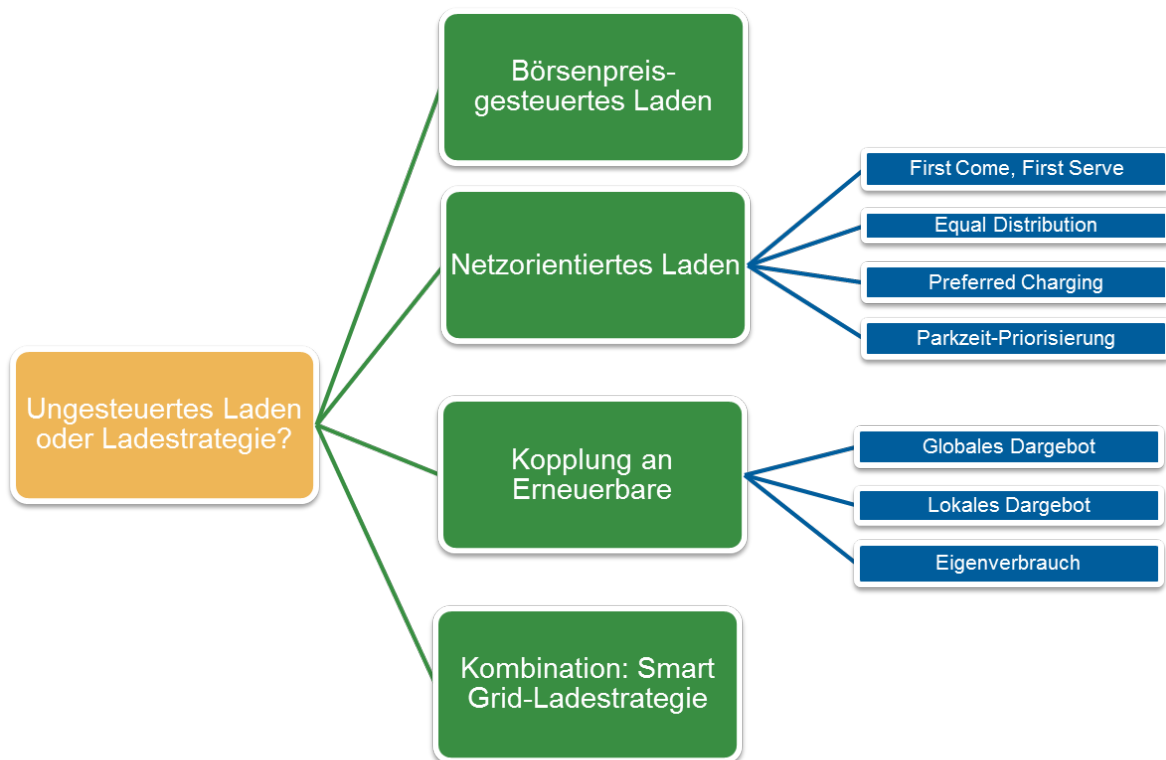


Abbildung 3: Überblick über die verschiedenen Typen von Ladestrategien. Quelle: Energynautics.

3.4 Einfluss der Elektromobilität auf die Verteilnetze

Je nach Anteil, Lokalisierung und Ladestrategie haben Elektrofahrzeuge sowohl das Potential, durch die Einspeisung erneuerbarer Energien verursachte Netzprobleme zu verhindern, als auch diese zu verschärfen oder neue Probleme zu verursachen. In den untersuchten Studien und Forschungsprojekten werden vor allem die Einbindung von Elektrofahrzeugen in vorstädtische Niederspannungs-Strahlennetze näher untersucht, da städtische, oft vermaschte und / oder mehrfach gespeiste Niederspannungsnetze in der Regel weniger problematisch auf zunehmende Last reagieren, während in ländlichen Niederspannungsnetzen, in denen der Erneuerbaren-Ausbau teilweise für Probleme sorgt, mittelfristig keine nennenswerten Anteile von Elektrofahrzeugen erwartet werden können.

Im Flottenversuch Elektromobilität wurde auch die Situation in der den Niederspannungsnetzen übergeordneten Mittelspannungsebene analysiert. Sowohl in einem städtischen 10-kV-Netz ohne dezentrale Einspeisung als auch in einem eher ländlichen Netz mit insgesamt 11 MW Einspeisung aus Wind und PV zeigten sich bei dem untersuchten Anteil an Elektrofahrzeugen nur Überlastungen in den Niederspannungsnetzen, nicht aber in der Mittelspannung. [14] In den Untersuchungen der DTU wurde das Auftreten von Netzüberlastungen in der Mittelspannungsebene in dänischen Elektromobilitätsprojekten kurz erwähnt, darauf jedoch nicht weiter eingegangen, da davon ausgegangen wurde, dass Probleme zuerst in der Niederspannung auftreten und die dafür gewählten Lösungsansätze auch die Mittelspannungsnetze entlasten. [29]

Im Folgenden soll zunächst auf die Probleme, die durch hohe Anteile an Elektrofahrzeugen in den Niederspannungsnetzen entstehen können, sowie deren Lösungsmöglichkeiten eingegangen werden, bevor der Beitrag, den Elektrofahrzeuge zur Integration von erneuerbaren Energien leisten können, erläutert wird.

3.4.1 Spannungsbandprobleme

Strahlennetze sind zunächst besonders anfällig für die in Kapitel 2.3, „Erneuerbare im Verteilnetz – Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten“, beschriebenen Spannungsprobleme, die durch die besonders mit dem Zubau von Erneuerbaren immer stärker fluktuierende lokale Residuallast verursacht werden. Diese können durch ungesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen noch verschärft werden, da die Zusatzlast hauptsächlich nach 18 Uhr, also zur Zeit der abendlichen Höchstlast, anfällt. Der Einfluss der Elektrofahrzeuge auf die Spannung hängt zunächst von der Positionierung, der Ladeleistung und der Anzahl der Fahrzeuge ab. Im Rahmen der Projekte INTELLAN, iZEUS und NEMO wurden vom Fraunhofer ISE detaillierte Untersuchungen zur Häufigkeit der Spannungsbandverletzungen in einem vorstädtischen Niederspannungs-Modellnetz durchgeführt, zunächst noch ohne Berücksichtigung des Einflusses der Erneuerbaren-Einspeisung.

Die untersuchte Struktur bestand aus einem 630-kVA-Transformator, der vier Netzstrahlen versorgt. An jedem Strahl waren 25 Haushalte und 25 Anschlüsse für die Normalladung von Elektrofahrzeugen angeschlossen, darüber hinaus 5 Schnellladestationen, die pro Strahl unterschiedlich verteilt waren. Simuliert wurden Szenarien mit 9, 14 und 22 kW Ladeleistung pro Fahrzeug mit ungesteuerter Ladung, Abregelung der Ladeleistung mit den in Kapitel 3.3, „Ladestrategien“, beschriebenen Strategien sowie mit Blindleistungsregelung, bei der die Ladestationen die durch den Wirkleistungsbezug verursachten Spannungsabfall durch das Einspeisen von Blindleistung (kapazitives Verhalten) nach der in Abbildung 4 gezeigten Kennlinie kompensieren. Für jedes Szenario wurden Subszenarien mit Verteilung der normal ladenden Elektrofahrzeuge an den Anfang, die Mitte und das Ende der Leitung sowie mit gleichmäßiger Verteilung untersucht. [23]

Dabei wurde bei einem Fahrzeug pro Haushalt, einer Ladeleistung von 9 kW und ungesteuerter Ladung bei Positionierung der Fahrzeuge am Leitungsende eine maximale Absenkung der Spannung auf unter 0.96 p.u. festgestellt, die allerdings selten vorkam. Das im Niederspannungsnetz erlaubte Spannungsband liegt zwischen 0.9 und 1.1 p.u., allerdings müssen bei starrer Kopplung an das Mittelspannungsnetz wie bereits beschrieben auch die Spannungsabfälle dort berücksichtigt werden.

Bei einer Ladeleistung von 14 kW wurden die 0.96 p.u. mit am Ende der Leitung positionierten Elektrofahrzeugen deutlich häufiger und mit anderen Positionierungen selten unterschritten. Wurde mit 22 kW geladen, wurden die 0.96 p.u. auch bei gleich verteilten oder auf halbem Weg der Leitung angeschlossenen Fahrzeugen regelmäßig unterschritten, während mit Fahrzeugen am Leitungsende eine minimale Spannung von unter 0.9 p.u. unterschritten wurde. Die thermischen Grenzen der Leistungen wurden jedoch nicht erreicht, die maximale Leitungsauslastung betrug 60 %.

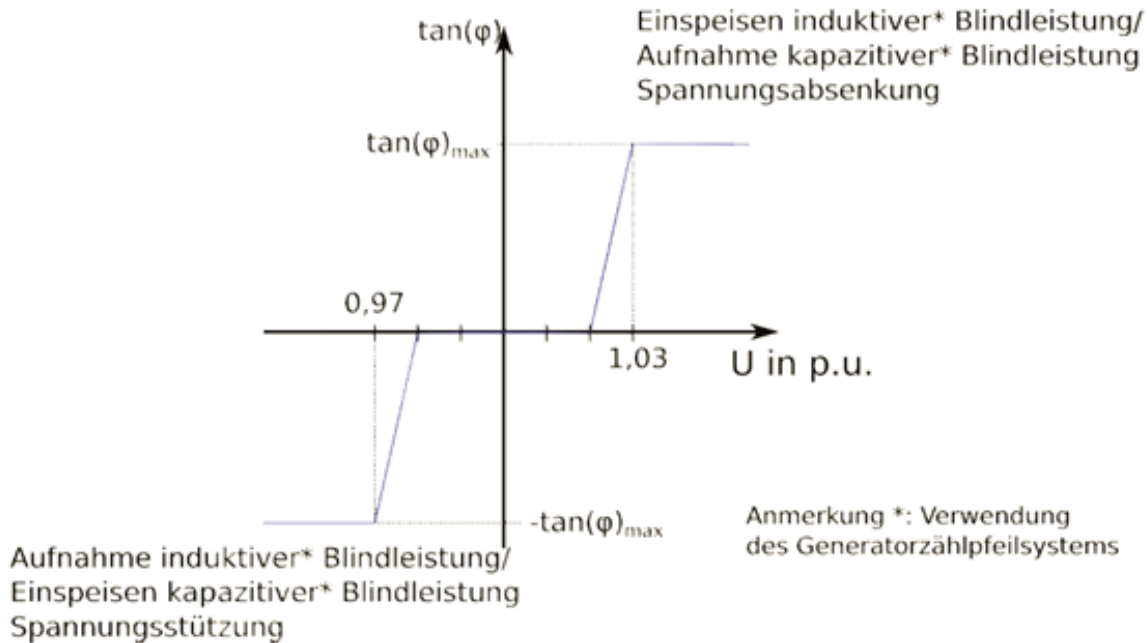


Abbildung 4: In iZEUS verwendete Blindleistungskennlinie der Q(U)-Regelung. [25]

Eine gleichmäßig verteilte Reduzierung der Ladeleistung bei Spannungsbandverletzungen konnte die Probleme beheben. Die Eingriffe waren dabei relativ selten und sollten somit die Nutzerakzeptanz kaum beeinflussen. Für 9, 14 und 22 kW Ladeleistung musste jeweils zu 0,05 %, 0,17 % und 0,67 % der Ladezeit die Leistung begrenzt werden. Mit Hilfe zusätzlicher Blindleistungsregelung konnten diese Werte auf 0,02 %, 0,14 % und 0,51 % reduziert werden. [23]

Genauer beschrieben war die Behandlung der entstehenden Spannungsprobleme, unter Berücksichtigung von PV-Einspeisung, im eFlott-Modellnetz, die analog zum Vorgehen bei iZEUS durch Blindleistungseinspeisung aus den Wechselrichtern der Fahrakkus gelöst werden sollten. Hier wurde allerdings das volle Spannungsband zwischen 0.9 und 1.1 p.u. als zulässig gewertet, womit Spannungsabweichungen im Mittelspannungsnetz und den Transformatoren nicht berücksichtigt wurden. Die einfachste Variante, die Ladestationen stets mit einem festen Leistungsfaktor von 0,95 kapazitiv zu betreiben, führte zu Konflikten mit PV-Anlagen. Diese müssen laut der gültigen Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [9] in der Lage sein, die Spannung durch Einspeisung von Blindleistung zu beeinflussen. Dabei wird vor allem induktive Blindleistung bezogen, während Wirkleistung eingespeist wird, um Spannungsanhebungen zu reduzieren. Dadurch würde vor allem bei einem Betrieb von Fahrakkus mit festem Leistungsfaktor zu Zeiten gleichzeitiger Akkuladung und PV-Einspeisung sinnlos Blindleistung im Netz hin- und hergeschoben, da sich die Anlagen gegenseitig kompensieren. Dies führt zur Notwendigkeit einer Q(U)-Regelung, bei der die Blindleistungseinspeisung (Q) abhängig von der Spannung (U) am Anschlusspunkt erfolgt. Eine proportionale Q(U)-Kennlinie führt allerdings dazu, dass aufgrund des Spannungsabfalls über der Leitung bei Spannungswerten nahe am Sollwert von 1 p.u. die verschiedenen Ladestationen gegeneinander agieren, Blindleistung auf der Leitung hin- und her schieben und somit erhöhte Netzverluste ohne großen Einfluss auf die Spannung verursachen. Die Einführung eines Totbandes um den Sollwert führt zur Kennlinie in Abbildung 5. Blindleistung wird erst ab dem als kritisch erachteten

Wert von 0.95 bzw. 1.05 p.u. eingespeist bzw. bezogen. Die im Projekt iZEUS verwendete Kennlinie (vgl. Abbildung 4) unterscheidet sich von dieser nur durch die strikteren Spannungsgrenzen, da der im eFlott-Modellnetz installierte RONT eine Ausnutzung des vollen Spannungsbandes zwischen 0.9 und 1.1 p.u. erlaubt.

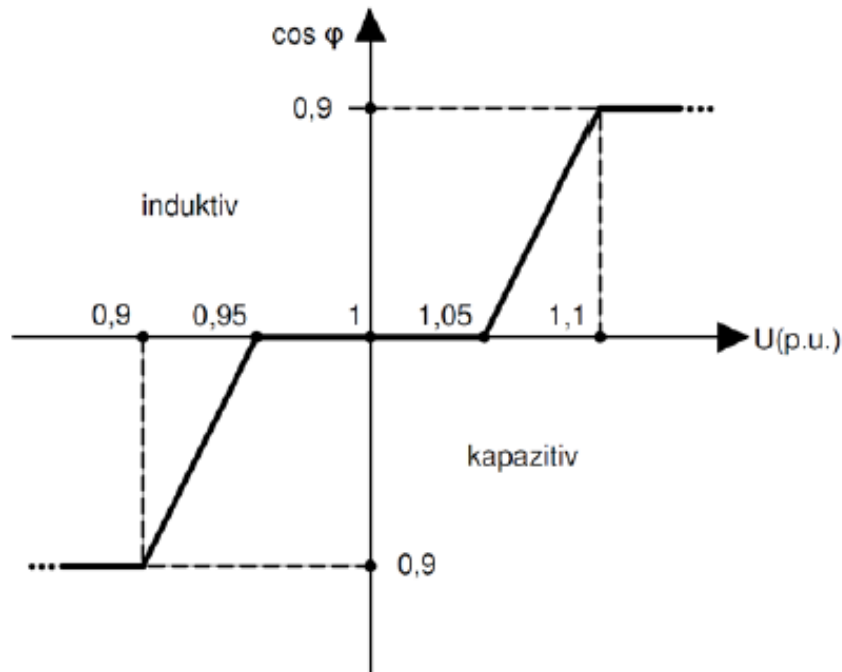


Abbildung 5: In eFLOTT verwendete Blindleistungskennlinie der Q(U)-Regelung. [20]

Im Flottenversuch Elektromobilität des BMU wurden 8 % aller PKW durch Elektrofahrzeuge ersetzt. Unzulässige Spannungsabsenkungen traten erst bei 44 kW Ladeleistung pro Fahrzeug auf, konnten aber durch Einsatz einer durch thermische Probleme ohnehin notwendigen Ladesteuerung (hier börsengesteuert, siehe nächstes Teilkapitel) behoben werden. Ebenso können die in Kapitel 3.3 beschriebenen Strategien aus dem NEMO-Projekt dazu verwendet werden, Spannungsprobleme zu lösen, hier wurde aber keine detaillierte Versuchsreihe mit einem definierten Anteil an Elektrofahrzeugen veröffentlicht. [8] In den Projekten iZEUS, NEMO und INTELLAN wurde die Strategie verfolgt, in den Wirkleistungsbezug und damit in den Ladevorgang erst in dritter Instanz einzugreifen, wenn die Spannung über den Einsatz eventueller RONT (erste Instanz) und Blindleistungsreglung (zweite Instanz) nicht mehr in den Griff zu bekommen war. Diese Strategie wurde im Rahmen des intelligenten Verteilnetz-Management-Systems iNES ursprünglich für Photovoltaikanlagen entwickelt, aber in diesem Rahmen auch auf Elektrofahrzeuge erfolgreich angewendet. [27]

Ein Überblick über die Projekte, in denen Spannungsbandverletzungen thematisiert werden und die entwickelten Lösungsansätze ist in Tabelle 5 gegeben.

Tabelle 5: Topologien, bei denen in den untersuchten Projekten Spannungsprobleme auftraten, und gewählte Lösungen.

Studie	EMob-Anteil	Ladeleistung	Netztyp	Lösung
iZEUS / INTELLAN	1 Fzg. / Haushalt	9–22 kW	NS Vorstadt	Q(U)-Regelung ⁵
eFLOTT	50 % aller PKW	14 kW	NS Vorstadt	Q(U)-Regelung
Flottenversuch	8 % aller PKW	44 kW	NS/MS ländlich	Ladesteuerung
NEmo	Nicht angegeben	Nicht angegeben	NS Strahlennetz	Ladestrategien aus Kapitel 3.3
DTU (iPower)	Nicht angegeben	2,3–20 kW	NS Strahlennetz	Q(U)-Regelung

3.4.2 Thermische Überlastung

Betriebsmittel, in diesem Fall vor allem Kabel und Transformatoren, werden durch die in ihnen entstehenden Verluste durch Stromfluss erwärmt. Die dauerhafte Stromtragfähigkeit ist daher vor allem dadurch begrenzt, dass zu hohe Temperaturen die Lebensdauer der Betriebsmittel herabsetzen oder sie im Extremfall sofort zerstören. In der Regel sind Kabel und Transformatoren robust genug, dass die festgelegten thermischen Grenzen ohne sofortige Konsequenzen überschritten werden können, geschieht dies aber regelmäßig, ermüdet das Material schneller, was zu Schäden führt.

Der Einsatz von Elektrofahrzeugen hat vor allem Einfluss auf die thermische Belastung der Niederspannungsnetze, da die Netzlast lokal und zeitlich begrenzt stark ansteigen kann, besonders bei ungesteuertem Laden zur Zeit der abendlichen Spitzenlast (siehe Abbildung 6.)

Bei der Dimensionierung der Anschlüsse und vor allem der Ladeleistung sind die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel und die erwartete maximale Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu beachten. Je nach Netzstruktur sind beispielsweise die Ortsnetztransformatoren unterschiedlich dimensioniert. Generell wird bei größeren Netzen, ohne Elektrofahrzeuge, von einer geringeren Gleichzeitigkeit des Verbrauchs ausgegangen. In den in den Simulationen zum Flottenversuch Elektromobilität des BMU untersuchten Niederspannungsnetzen kamen im ländlichen Netz auf einen Hausanschluss 12 kVA Transformator-Scheinleistung, im Dorfnetz noch 7 kVA und im Vorstadtnetz nur noch 4 kVA. Hier zeigt sich, dass gerade die Trafos der vorstädtischen Netze, wo der Anschluss eines großen Teils der Elektrofahrzeuge erfolgen wird, thermisch am schwächsten dimensioniert sind, hier also zuerst Überlastungen durch den Ladebedarf der Elektrofahrzeuge zu erwarten sind. [14]

⁵ Spannungsabhängige Blindleistungsregelung

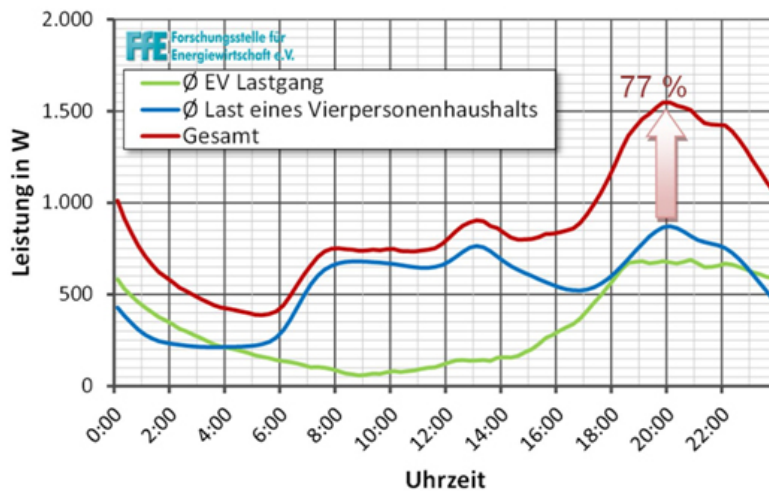


Abbildung 6: Haushaltslastgang und ungesteuerter Ladevorgang, die maximale Last wird hier um 77 % erhöht. [18]

Im Rahmen der Untersuchungen des KIT in Karlsruhe in einem Modellnetz, das auf einem vorstädtischen Niederspannungsnetz mit 630 kVA-Transformator und 200 kW Spitzenlast basiert, wurden Trafoüberlastungen ab einem Elektrofahrzeuganteil von 40 % aller PKW, 10 kW Ladeleistung und ungesteuerter Ladung festgestellt. Bei einer Ladeleistung von 3 kW ergaben sich hingegen selbst bei 100 % Elektrofahrzeugen noch keine Probleme. [28]

Einzelne lokale Kabelüberlastungen traten in Vorstadtnetzen in den Simulationen zum Flottenversuch Elektromobilität bereits bei 8 % Elektrofahrzeugen und einfacher, einphasiger Ladung mit 3,7 kW auf, wobei diese laut [14] Einzelfälle darstellen, die durch das stochastische Verhalten der Lasten kurzzeitig auftreten (Beispiel: Zur Ladezeit werden zufällig auf einem Netzzweig mehrere E-Herde und Wasserkocher benutzt). Solche kurzzeitigen Überlastungen können beispielsweise durch kurze Reduzierung der Ladeleistung, die zum Beispiel durch die in Kapitel 3.3 beschriebenen Strategien aus dem NEmo-Projekt umgesetzt werden können, [24] behoben werden, ohne den Fahrzeugnutzer damit zu belasten.

Mit steigender Ladeleistung steigen gerade in Netzen mit mehreren Stichleitungen oder Ringen die lokalen Kabelüberlastungen an, während die durch die Fahrzeuge verursachte zusätzliche Netzlast am Trafo im Flottenversuch bei ungesteuerter Ladung interessanterweise ab einer Ladeleistung von ca. 8 kW pro Fahrzeug nicht mehr nennenswert steigt (siehe Abbildung 7). Dies erklärt sich durch die kürzere Ladedauer bei höheren Leistungen, die zu geringerer Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt. [14]

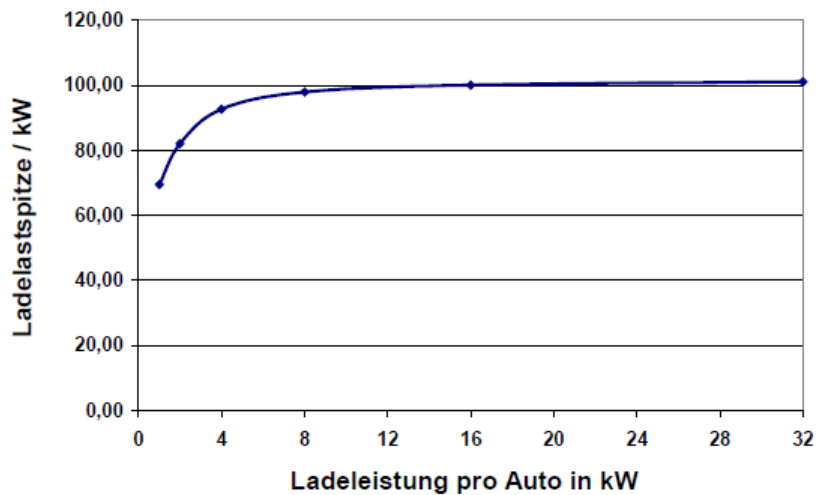


Abbildung 7: Ladelaastspitze mit unterschiedlichen Ladeleistungen in einem Dorfnetz. [14]

In den Untersuchungen zum Flottenversuch wurde letztendlich eine Ladeleistung von 7 kW pro Fahrzeug in Kombination mit einer börsenstrompreisorientiert gesteuerten Ladung als für Netz und Verbraucher optimale Strategie identifiziert, die nächtliche Ladung erlaubt und bei dem untersuchten Elektromobilitätsanteil zu keinerlei Netzprobleme führt. [12]

Zu ähnlichen Schlüssen kommt die eFLOTT-Studie der FFE. Hier wurden Ladeleistungen von 3 kW bei Hausanschlüssen und 11 kW im gewerblichen Bereich angenommen und Anteile von 15 und 30 % Elektromobilität (bezogen auf die Gesamtzahl der PKW) untersucht. Während bei ungesteuertem Laden die Spitzenlast in der Niederspannungsebene um maximal 11 bzw. 23 % anstieg, konnte börsenpreisgesteuerte Ladung die Anhebung auf 2 bzw. 4 % reduzieren. [18] Dies zeigt das Potential einer solchen Steuerung, wenngleich bei den untersuchten Anteilen im Projekt noch keine Netzüberlastungen festgestellt wurden. Transformatorüberlastungen traten erst in einem Szenario mit 50 % Elektromobilität, 14 kW Ladeleistung und ungesteuerter Ladung auf. Das verwendete Netz wurde als Vorstadtnetz bezeichnet, ist aber mit einer Trafobemessungsleistung von 6 kVA pro Hausanschluss eher mit den Dorfnetzen aus dem Flottenversuch vergleichbar. Zu ähnlichen Ergebnissen kam auch das KIT, wo jeweils ein Elektrofahrzeug in 20 % der Haushalte bei 3 kW Ladeleistung bereits zu einer um 50 % erhöhten Spitzenlast führte.⁶ [28]

Ein anderer Untersuchungsansatz wurde von der DTU gewählt: Hier wurde, anstatt die Auswirkungen eines bestimmten Anteils an Elektrofahrzeugen zu untersuchen, dieser Anteil gezielt so gewählt, dass im untersuchten vorstädtischen Niederspannungsnetz Leitungs- und Trafoüberlastungen von bis zu 155 % auftraten, und dann mit der entwickelten Ladestrategie versucht, diese Probleme zu lösen. Dazu mussten über 80 % der Haushalte im Modellnetz mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet werden. Die Überlastungen konnten dann mit einer optimierten strompreisorientierten Ladestrategie gelöst werden, die allerdings anders als die deutschen Strategien über ein lastflussbasiertes

.....

⁶ Allerdings wurde hier ein ohne Elektrofahrzeuge sehr niedrig ausgelastetes Netz betrachtet.

Preiszonensmodell verfügt, bei dem die Auslastung der Netze in den lokalen Strompreis mit einfließt. [29]

Ein Überblick über die Projekte, in denen thermische Überlastungen thematisiert werden und die entwickelten Lösungsansätze ist in Tabelle 6 gegeben.

Tabelle 6: Topologien, bei denen in den untersuchten Projekten thermische Überlastungen auftraten, und gewählte Lösungen.

Studie	EMob-Anteil	Ladeleistung	Netztyp	Lösung
Flottenversuch	8 % aller PKW	≤ 11 kW (Probleme sehr vereinzelt)	NS Vorstadt	Börsengesteuerte Ladung
Flottenversuch	8 % aller PKW	22–44 kW (häufige Probleme)	NS Vorstadt	s.o., bei 44 kW nur bedingt erfolgreich
eFLOTT	50 % aller PKW	14 kW	NS Vorstadt	Börsengesteuerte Ladung
KIT	≥ 40 % der Haushalte	10 kW	NS Strahlennetz	Netzgeführte Ladestrategie
DTU (iPower)	> 80 % ⁷ der Haushalte	2,3–11 kW	NS Strahlennetz	Day-ahead-Dispatch, börsengesteuert

3.4.3 Beitrag zur Integration von EE-Strom in die Verteilnetze

Wie im vorigen Abschnitt gezeigt, können Elektrofahrzeuge bereits in signifikantem Maß selbst Netzprobleme, vor allem in den Niederspannungsnetzen, verursachen. Die meisten Ladestrategien zielen daher darauf ab, die Fahrakkus so zu laden, dass lokal keine thermischen Überlastungen entstehen. Zur Behebung von Spannungsproblemen wird zunächst Blindleistungseinspeisung der Wechselrichter verwendet, erst im absoluten Notfall wird auch in den Wirkleistungsbezug und damit in den Ladevorgang eingegriffen.

Da intelligente Ladeinfrastruktur oft ohnehin notwendig werden wird, um hohe Anteile an Elektrofahrzeugen in die Netze integrieren zu können, können die entsprechend ausgerichteten Fahrzeuge unter bestimmten Umständen auch einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze leisten. Dabei stellt sich allerdings die Frage, ab welchem Anteil an Elektrofahrzeugen entsprechende Effekte erzielt werden können, und ab welchem Anteil die Lade- und Blindleistungssteuerung schon allein durch das Management der Ladevorgänge komplett ausgelastet ist.

⁷ Hier wurde in Hinblick auf die Erprobung der gesteuerten Ladung der Elektromobilitätsanteil stets gezielt so gewählt, dass Überlastungen auftreten. Mit dem verwendeten Steueralgorithmus waren in dänischen Niederspannungsnetzen bis 100 % Elektrofahrzeuge integrierbar.

Im Folgenden soll vor allem auf die Möglichkeiten der Lösung lokaler, durch Erneuerbare in den Verteilnetzen verursachte Probleme eingegangen werden. Systemweite Problematiken, wie eine stark fluktuierende Residuallast und deren Deckung durch eventuell inflexible konventionelle Kraftwerke werden zunächst nicht betrachtet. Damit beschränkt sich der Einsatz von Elektrofahrzeugen vor allem auf die Integration von PV in die Verteilnetze, während Strom aus Windkraftanlagen kaum eine Rolle spielt, da diese nicht lokal in den Niederspannungsnetzen installiert sind.

Mit der in Kapitel 3.4.1 beschriebenen Q(U)-Regelung der Wechselrichter können nicht nur von den Elektrofahrzeugen selbst verursachte Spannungsprobleme reduziert werden, sondern auch PV-bedingte Überspannungen abgefangen werden. Da in den untersuchten Szenarien stets im Fahrzeug eingebaute Wechselrichter genutzt wurden, kann die Spannung geregelt werden, solange das Fahrzeug sich am Netz befindet, bei entsprechender Auslegung auch unabhängig vom Wirkleistungsbezug. Bei Weiterentwicklung eines DC-Ladungskonzeptes, bei dem die Wechselrichter in der Ladestation verbaut sind, wäre auch eine völlig unabhängige Spannungsreglung möglich, bei der die Wechselrichter, wenn nicht geladen wird, eine ähnliche Funktion erfüllen wie FACTS⁸ in der Hoch- und Höchstspannungsebene. [33] Letzteres wäre vor allem aufgrund der vergleichsweise geringen Überdeckung von angeschlossenen Fahrzeugen und PV-Einspeisung in ländlichen und vorstädtischen Netzen vorteilhaft (siehe Abbildung 8).

Im eFLOTT-Projekt der FFE wurde weiterhin die Nutzung von lokalem PV-Strom zur Ladung der Fahrakkus untersucht. Ziel dabei war eine erhöhte Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen und der Fahrzeuge, als Nebeneffekt konnten aber auch die mittäglichen PV-Spitzen reduziert werden. Aufgrund der geringen zeitlichen Überschneidung (vgl. Abbildung 8) war das Potential allerdings sehr begrenzt, erst in Kombination mit stationären PV-Eigenverbrauchsspeichern wurde eine deutliche Verbesserung erzielt.

.....

⁸ Flexible AC Transmission Systems – Leistungselektronik, die im Übertragungsnetz zur Steuerung von Spannung und Lastflüssen eingesetzt wird.

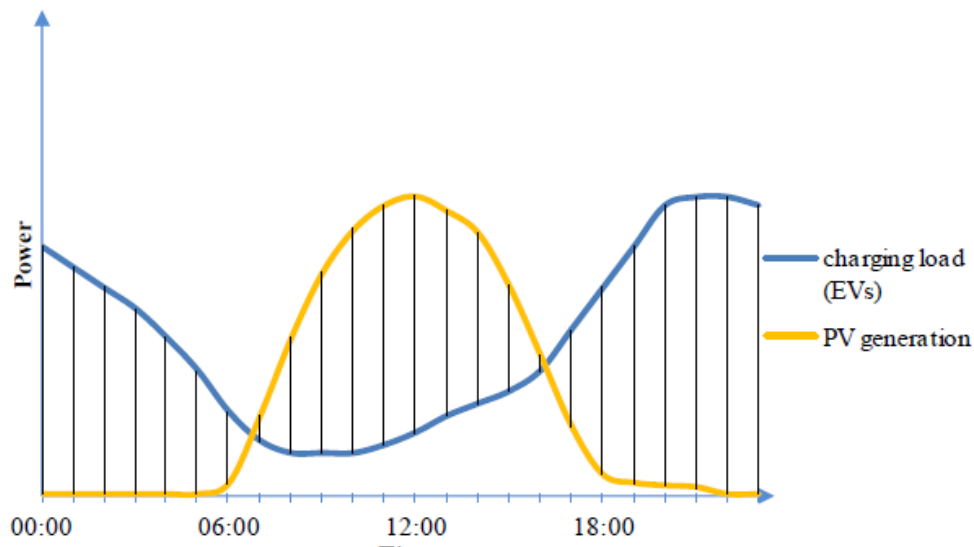


Abbildung 8: Schematischer Verlauf einer Ladekurve bei ungesteuerter Ladung (blau) und der PV-Einspeisung (gelb) in einem Niederspannungsnetz. [8]

Ähnliche Berechnungen wurden im Rahmen von INTELLAN auf Basis der Ergebnisse aus iZEUS und NEmo durchgeführt, dabei konnte ein Anteil von 30 % lokalem PV-Strom zur Akkuladung erzielt werden, gegenüber ca. 6 % bei ungesteuerter Ladung. Ca. 15 % der jährlichen PV-Einspeisung konnte somit zusätzlich lokal abgenommen werden. Netzrückwirkungen wurden nicht quantifiziert, allerdings ist eine Reduzierung der PV-Spitze und der durch sie verursachten Netzprobleme bei einer solchen Ladestrategie durchaus zu erwarten. Interessanterweise zeigte sich hier, dass die Ladung der Akkus mit PV-Strom mit zunehmender Ladeleistung weniger gut funktionierte, da bei schnellerer Ladung die Gleichzeitigkeit mit der PV-Einspeisung abnahm und gleichzeitig der Ladebedarf oft das PV-Angebot überstieg. Somit eignet sich vor allem das Laden mit geringer Leistung (2–5 kW), bei dem auch die wenigsten zusätzlichen Netzprobleme verursacht werden, am besten zur Aufnahme von PV-Strom. Entsprechende Ladestationen sind aber meist in Privathaushalten installiert, wo die Fahrzeuge oft für den Weg zur Arbeit genutzt werden und somit tagsüber nicht zur Verfügung stehen.

Im Flottenversuch Elektromobilität wurde das Ladeverhalten verschiedener Nutzergruppen analysiert. Dabei wurde ermittelt, dass private Nutzer ihre Fahrzeuge hauptsächlich abends und nachts am Netz haben, während gewerblich genutzte Fahrzeuge öfter tagsüber geladen wurden, genau zur Zeit der PV-Einspeisung. Hier besteht also, vor allem bei größeren Fuhrparks, ein großes Potential zur Nutzung von überschüssigem PV-Strom, allerdings sind solche Kunden tendenziell nicht dort am Netz wo der Hauptteil der PV angeschlossen ist, in den ländlichen und vorstädtischen Niederspannungsnetzen. Lokale Netzprobleme können also so kaum behoben werden. [12]

Eine weitere Methode, lokal überschüssigen PV-Strom abzunehmen, wurde in den Untersuchungen des KIT entwickelt und in ähnlicher Form auch im Projekt eFLOTT entwickelt. Dabei werden die Fahrakkus nachts bis auf einen Ladestand aufgeladen, der für den täglichen Betrieb ausreichend ist, typischerweise 80 %. Der Rest wird tagsüber vorgehalten, um je nach Strategie bei Netzüberlastungen lokalen PV-Strom oder an der Börse billig verfügbaren EE-Strom aufzunehmen. Besonders in Kombination mit Vehicle-to-Grid-Betrieb (V2G), bei dem zu Spitzenlastzeiten Strom zurück ins Netz gespeist werden kann, kann eine solche Strategie sowohl systemweite Residuallastfluktuationen

ausgleichen als auch die lokale Fluktuation verringern. In den Untersuchungen des KIT wurde in einem Niederspannungsnetz der Strom von 8 Solaranlagen mit jeweils 5 kWp Leistung durch den Einsatz von 20 Elektrofahrzeugen fast komplett in die Zeit der abendlichen Spitzenlast verschoben und somit lokal genutzt. Ergebnis war der in Abbildung 9 gezeigte Residuallastgang, der fast durchgängig bei 100 kW ohne größere Ausreißer liegt. Die lokale Fluktuation der Residuallast konnte durch nächtliches Laden mit Fahrenergie (80 % der Akkukapazität) und Nutzung der anderen 20 % (Spotenergie) zur Aufnahme von PV und abendlicher Rückspeisung um 66 % reduziert werden. Angenommen wurde eine Akkukapazität von 20 kWh, die zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge wurde berücksichtigt. [28] Allerdings gibt es derzeit noch kein funktionierendes Geschäftsmodell für V2G-Betrieb, bei dem Fahrzeugbetreiber 20 % ihrer Akkukapazität zur Netzentlastung bereitstellen. Eine Marktstudie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln [32] bezeichnet jede Art von marktorientiertem V2G-Betrieb als unwirtschaftlich und sieht die Potentiale von V2G eher im Bereich der höher vergüteten, aber selten abgerufenen Primär- und Sekundärregelleistung.⁹ Diese wird bei Frequenzabweichungen im Verbundsystem aktiviert, ist also kein verteilnetzspezifisches Problem und kann hier sogar kontraproduktiv sein (vgl. Kapitel 3.5).

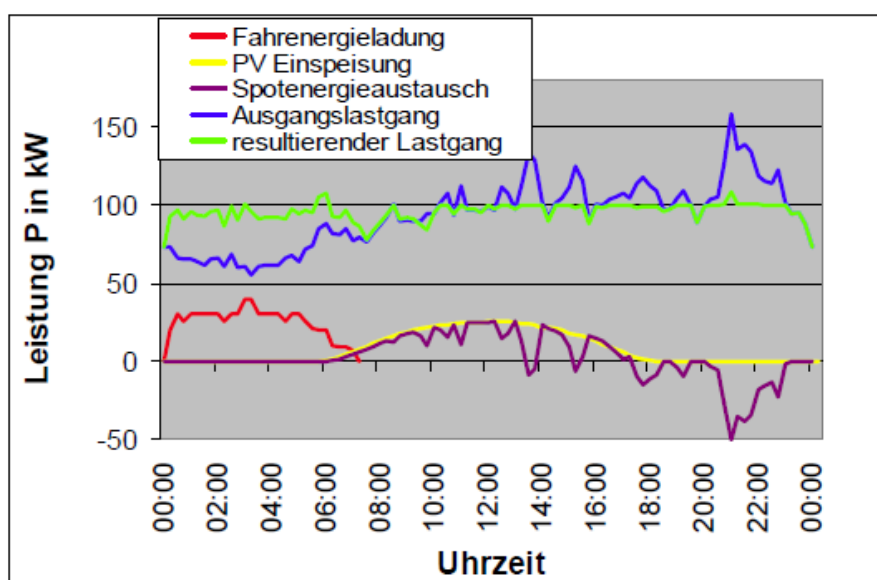


Abbildung 9: Residuallastglättung durch Elektrofahrzeuge. [28]

Eine relativ vielversprechende Strategie, die Netze mit (oder trotz) Elektromobilität nachhaltig zu entlasten, stellt die in den DTU-Untersuchungen entwickelte Strategie auf Basis eines lastflussbasierten Preiszonenmodells dar, bei der sowohl der Börsenpreis (der in Dänemark maßgeblich von der Windstromeinspeisung abhängt) als auch das lokale Erneuerbaren-Angebot und die Netzauslastung in den Strompreis einfließt. Allerdings erfordert eine solche Strategie eine erweiterte Kommunikationsstruktur, eine Umstrukturierung der Märkte, und eventuell eine Anpassung an deutsche Verhältnisse. Im dänischen Modell wurden die Elektrofahrzeuge in einem Netzgebiet unter die Aufsicht eines Flottenoperators gestellt, der die Ladevorgänge koordiniert,

⁹ Da V2G-Betrieb die Anzahl der Ladezyklen erhöht ist ein solcher Einsatz vor allem mit zukünftigen, zyklenfesteren Batterietechnologien denkbar, während beim heutigen Stand der Technik die Lebensdauer der Batterie verringert würde.

allerdings ist auch eine direkte Anbindung der Fahrzeugbetreiber denkbar. Damit wäre eine schnelle Ladung auf den vollen Ladestand jederzeit sofort möglich, zu Spitzenzeiten allerdings zum erhöhten Preis. Die Nutzerakzeptanz könnte damit erhöht werden, da die Verfügbarkeit stets gewährleistet ist, gleichzeitig aber Anreize geschaffen werden, das Fahrzeug netzfreundlich zu laden.

3.5 Konflikte zwischen Optimierung der Ladung für Verteilnetze und für das Gesamtsystem

Positive Effekte in den Verteilnetzen sind bei an den Börsenpreis oder die Erneuerbaren-Einspeisung gekoppelten Ladestrategien nicht grundsätzlich zu erwarten, da diese nicht unbedingt eine Ladung mit lokal verfügbarem EE-Strom garantieren. Gerade für die Niederspannungsnetze kann eine solche Kopplung kontraproduktiv sein, da zum Beispiel gerade billig verfügbarer Windstrom zu einem verstärkten Laden während der Abendlastspitze führen kann, wodurch lokale Überlastungen entstehen. Ein solches Verhalten wurde, wie in Abbildung 10 dargestellt, im eFLOTT-Projekt beobachtet. Im schlimmsten Fall wurde so bei 30 % Elektrofahrzeugen die lokale Spitzenlast des untersuchten Niederspannungsnetzes um 44 % gegenüber dem Szenario ohne Elektrofahrzeuge erhöht, während ungesteuertes Laden zu maximal 23 % Erhöhung führte. [18]

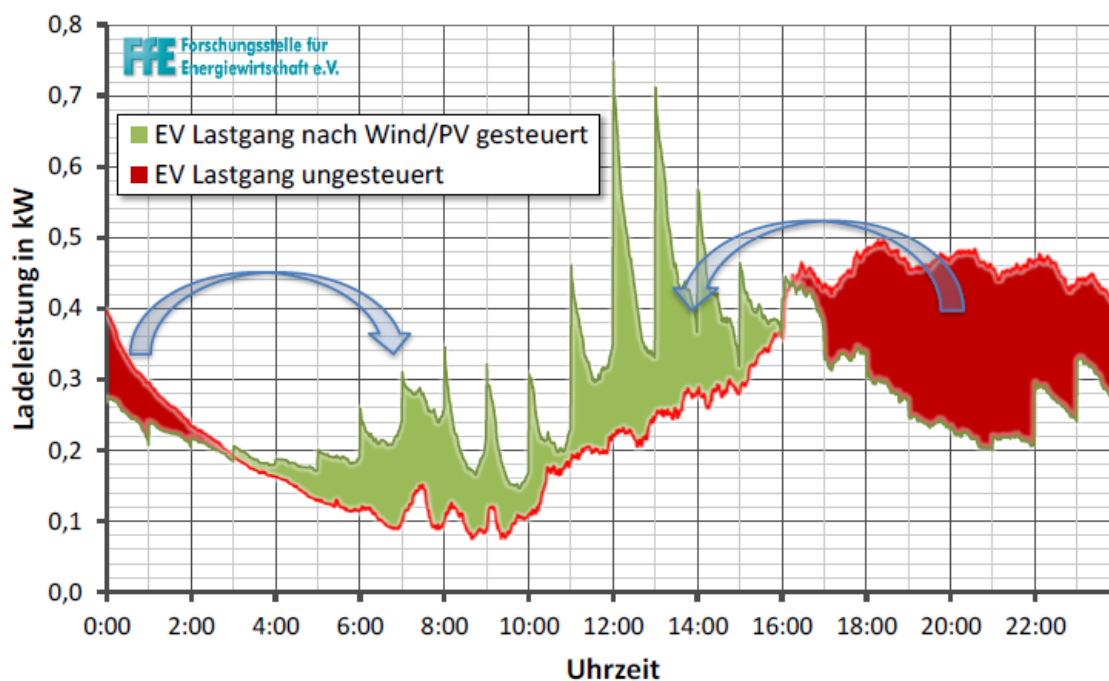


Abbildung 10: Problematik der EE-gesteuerten Ladung. [18]

Genauso ist es beispielsweise möglich, dass mittags PV-Strom von Fahrzeugen abgenommen wird, die in gänzlich anderen Netzgebieten als die PV-Anlagen angeschlossen sind. Damit werden nicht nur die durch PV verursachten Netzprobleme nicht gelöst, sondern möglicherweise zusätzliche durch die Elektrofahrzeuge geschaffen, die während einer Zeit mit ohnehin starker Netzauslastung geladen werden. Generell ist davon auszugehen, dass eine Nutzung der Elektrofahrzeuge zur Lösung durch Erneuerbaren-Einspeisung bedingter systemweiter Probleme (global) die Problematik in den Verteilnetzen (lokal) verschärfen kann oder zumindest nicht löst. Dies gilt auch für den Einsatz von V2G-fähigen Fahrzeugen zur Bereitstellung von Regelleistung, wie er in den EWI-Untersuchungen [32]

oder dem eFLOTT-Projekt [18] propagiert wird. Der Regelleistungsbedarf ist unabhängig von der Situation in den Verteilnetzen und kann daher auch zu ungünstigen Zeiten auftreten.

Letztendlich ist das Ziel von Lade- und Einspeisestrategien zunächst die Reduzierung des Netzausbaubedarfs und, in der Zukunft bei einer hauptsächlich Erneuerbaren-basierten Gesamtstromversorgung, die Anpassung der Last an das Dargebot. Dabei wird ein Netzausbaubedarf in jedem Falle entstehen, allerdings lässt sich dieser über entsprechend gewählte Strategien in gewissem Maße zwischen den verschiedenen Übertragungs- und Verteilnetzebenen verschieben. Dabei muss zwischen den Vor- und Nachteilen der verschiedenen Strategien abgewogen und eine am Ende kostenoptimale Lösung gefunden werden, die sich nur durch eine gesamtsystemische Betrachtung ermitteln lässt.

3.6 Zusätzlicher EE-Ausbau zur bilanziellen Deckung

In Hinblick auf den Klimaschutz ergibt der Einsatz von Elektrofahrzeugen vor allem dann Sinn, wenn deren Strombedarf bilanziell vor allem durch erneuerbare Energien gedeckt wird¹⁰. Dazu ist mit steigenden Anteilen an Elektromobilität auch die Installation zusätzlicher Erzeugungsanlagen notwendig. Wird eine Strategie wie im INTELLAN-Projekt gefahren, bei der ein möglichst großer Teil des zusätzlichen Bedarfs lokal durch PV gedeckt wird, können Netzprobleme teilweise vermieden werden. Allerdings kann auch so in der Regel nicht der komplette Bedarf gedeckt werden, es ist immer der Zubau von EE-Anlagen notwendig, die die Elektrofahrzeuge nur bilanziell, aber nicht direkt versorgen. Dadurch kann die Problematik in den Verteilnetzen ebenfalls verschärft werden, da der Einsatz von Elektrofahrzeugen so den Erneuerbaren-Zubau forciert. Hier können neben den Niederspannungsnetzen auch die Mittel- und Hochspannungsnetze betroffen sein, in denen zusätzliche Windkraftanlagen angeschlossen werden. Allerdings ist der Bedarf für Netzausbau auf dem Weg zu generell hohen EE-Anteilen ohnehin zu erwarten. Auch hier gilt, dass Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten auf Systemebene eine Hilfe zur Integration erneuerbarer Energien darstellen können, da die Last teilweise in Zeiten des Überangebotes verschoben werden kann. In den Verteilnetzen sorgt die Kombination aus erhöhter Nachfrage und erhöhter Einspeisung, die sich zeitlich und lokal nicht unbedingt decken, eher für eine Verschärfung der Probleme.

.....

¹⁰ Es kann durchaus argumentiert werden, dass die Verwendung von Strom aus gas- oder ölbefeuerten GuD-Kraftwerken mit bis zu 60 % Wirkungsgrad eine Verbesserung gegenüber dem Einsatz von Ottomotoren mit derzeit maximal 38 % bzw. Dieselmotoren mit maximal 45 % darstellt. Allerdings muss hier der Wirkungsgrad von der Energiequelle bis zum Umsatz in Bewegungsenergie (well-to-wheel) berechnet werden, um Verzerrungen zu vermeiden und konkrete Aussagen treffen zu können. Entsprechende Fragestellungen wurden in [27] und [7] angeschnitten, ebenso wie die Problematik des „Kohle-Autos“. Hier ist auch zwischen der Vermeidung lokaler Umweltbelastung, wo die Verlagerung von Feinstaubemissionen aus den Städten in die Kohlekraftwerke durchaus Sinn ergeben kann, und Klimaschutz abzuwägen.

4 Fazit und Ausblick

Verteilnetze sind von der Energiewende in besonderem Maße betroffen, da die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne zum Großteil dezentral in der Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgt. Dies führt oft zur Verletzung von Betriebsgrenzen durch zu hohe Lastflüsse oder abweichende Spannung, und damit zu Ausbaubedarf in den hauptsächlich auf einen unidirektionalen Leistungsfluss von der Hochspannungsebene zum Verbraucher ausgelegten Netzen.

Es wird in den untersuchten Studien größtenteils davon ausgegangen, dass Elektrofahrzeuge zunächst vor allem in vorstädtischen Niederspannungsnetzen angeschlossen werden. Dies liegt vor allem daran, dass Elektrofahrzeuge in den kommenden Jahren aufgrund der begrenzten Akkukapazität insbesondere auf Kurz- bis Mittelstrecken eingesetzt werden. Eine große Zielgruppe stellen daher im vorstädtischen Bereich wohnhafte Berufspendler dar. Entsprechend wurden vor allem solche Netze in den betrachteten Studien betrachtet. Vorstädtische Niederspannungsnetze sind meist Strahlennetze oder offen betriebene Ringnetze (im Betrieb unterscheiden sich die beiden Versionen nicht) und bereits relativ stark ausgelastet. Diese Netze zeichnen sich durch einen von Haushalten geprägten Lastgang und eine von PV dominierte EE-Einspeisung aus.

Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge, die den Akku in wenigen Minuten laden können, sorgen für eine Erhöhung der Nutzerakzeptanz der Elektromobilität, Elektrofahrzeuge werden aber trotzdem vorwiegend über Nacht zu Hause geladen, da eine Akkuladung für die tägliche Fahrstrecke meist ausreicht. Am Hausanschluss kann mit 2–3,7 kW einphasig oder bis zu 11 kW dreiphasig geladen werden, was für eine nächtliche Ladung der momentan üblichen 20-kWh-Akkus ausreichend ist. Mit steigender Akkukapazität können höhere Ladeleistungen aber sinnvoll werden, mit entsprechendem Anschlussausbau können 44 kW pro Hausanschluss erreicht werden.

In den untersuchten Studien wurden verschiedene Anteile an Elektrofahrzeugen im Netz angenommen. Dabei wurden schon bei den für 2030 von der Bundesregierung geforderten 8 %, bezogen auf die Anzahl aller Kraftfahrzeuge, erste Netzüberlastungen festgestellt, aber unter Verwendung neuer Technologien auch Anteile von 100 % Elektrofahrzeugen bzw. Elektrofahrzeugen in 100 % der Haushalte erfolgreich ins Netz integriert. Werden Elektrofahrzeuge **ungesteuert** geladen, so führt dies sowohl lokal (thermische Überlastung der Leitungen, Spannungsabweichungen) als auch global (Erhöhung der systemweiten Spitzenlast) durch das Zusammenfallen mit der abendlichen Spitzenlast zu Problemen. In vorstädtischen Niederspannungsnetzen kann beispielsweise durch den Anschluss eines Elektrofahrzeuges in jedem fünften Haushalt die maximale Netzlast um 50 % steigen, was bei schwach ausgelegten Netzen schon zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren führen kann.

Das Ausmaß der Lasterhöhung ist sowohl von der Anzahl der Elektrofahrzeuge als auch von der Ladeleistung abhängig. Ab etwa 7 kW Ladeleistung bewirkt eine weitere Erhöhung der Ladeleistung allerdings nur noch einen geringen Anstieg der Spitzenlast, da durch die kürzeren Ladezeiten bei hoher Leistung die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge niedriger ist. Dieser Effekt ist jedoch von der Akkukapazität abhängig, hier wurden Akkukapazitäten von 20–25 kWh angenommen, die heute bereits realisierbar sind.

Thermische Überlastungen können zum größten Teil durch **intelligente Ladestrategien** gelöst werden, in den untersuchten Projekten konnten bei Verwendung solcher Strategien in der Regel jeder Haushalt mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet werden, ohne lokale Netzüberlastungen zu verursachen. Allerdings entstehen eventuell zusätzliche Konflikte. Die Lösung globaler Problematiken (Ausgleich von EE-Erzeugung und Verbrauch) kann lokale Probleme (Netzüberlastung) verschärfen, und umgekehrt. Beides gleichzeitig zu beachten, ist schwierig. Die Zielgröße der Steuerung ist also von großer Bedeutung und eine genaue Analyse der ggf. gegenläufigen, resultierenden Effekte ist durchzuführen. Folgendes Konfliktpotential zwischen erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen sind zu beachten:

- Eine Bindung der Ladevorgänge an das Dargebot an erneuerbarer Energie ist problematisch. Im Vorstadtbereich ist hauptsächlich PV installiert, die tagsüber verfügbar ist, wenn ein Großteil der Fahrzeuge nicht am Netz ist. Somit würde die Wirkung dieser Steuerungslogik verpuffen. Eine Kopplung an das globale Windangebot ohne Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten kann wiederum zu zusätzlichen Netzüberlastungen führen.
- Ladestrategien dienen vor allem dazu, die steigenden Anteile Elektromobilität ohne größere Probleme im Verteilnetz integrieren zu können. Ihr Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien über das Verteilnetz hinaus ist fraglich. Hier muss die Vermeidung von Netzausbau den Kosten des Lademanagements und den möglicherweise negativen Effekten auf die globale Integration von EE gegenübergestellt werden.

Während PV-Einspeisung tagsüber zu Erhöhung der Spannung im Niederspannungsnetz über den zulässigen Wert von 1.1 p.u. führen kann, kann die zusätzliche Last durch ladende Elektrofahrzeuge zu anderen Tageszeiten zur Unterschreitung der minimalen zulässigen Spannung von 0.9 p.u. führen. Diese kann durch **Blindleistungsregelung** der Erzeuger und der Elektrofahrzeuge grundsätzlich auch ohne intelligente Ladestrategie reduziert werden. Dabei wird vom zur Ladung benötigten Umrichter Blindleistung bereitgestellt oder bezogen und so die Spannung beeinflusst. Dies ist auch unabhängig vom Wirkleistungsbezug möglich, womit eine solche Funktionalität auch zum Ausgleich nicht durch das Elektrofahrzeug selbst bedingter Spannungsabweichungen genutzt werden kann. Bei herkömmlichen AC-Ladestationen ist der Umrichter im Fahrzeug selbst verbaut, womit er nur zur Spannungsregelung genutzt werden kann, wenn das Fahrzeug sich an der Ladestation befindet. DC-Ladestationen haben einen eigenen Umrichter und können somit unabhängig von der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge zur Spannungshaltung genutzt werden.

Über die in den untersuchten Studien betrachteten Aspekte der Elektromobilität in Verteilnetzen besteht Forschungsbedarf zu folgenden Themen:

- Potential von Elektromobilität im ländlichen Raum. Ländliche Verteilnetze sind in der Regel weniger stark ausgelastet als vorstädtische und städtische Netze, aber durch die größeren Leitungslängen anfälliger für Spannungsprobleme. Weiterhin erfolgt ein Großteil der Einspeisung erneuerbarer Energien im ländlichen Raum, was einerseits mehr Netzprobleme verursacht, andererseits aber auch die Integration von Elektrofahrzeugen und deren Wechselwirkungen mit den Einspeisern zu einem interessanten Thema macht.
- Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Mittelspannungsebenen. In den untersuchten Studien wurde stets festgestellt, dass Netzüberlastungen zuerst in den Niederspannungsnetzen

auftraten. Allerdings muss vor allem der Einfluss hoher Anteile an Elektrofahrzeugen in Kombination mit auf Entlastung der Niederspannungsnetze ausgelegter Ladestrategie untersucht werden, um unerwünschte Wechselwirkungen zu vermeiden. Weiterhin können auch größere, an Autobahnen installierte Schnellladestationen zukünftig direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen sein.

- Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Verteilnetze. Vor allem bei Clusterbildung durch öffentliches Laden, z.B. in Parkhäusern, oder durch urbane Schnellladestationen, können auch diese meist robust ausgelegten Netze überlastet werden.

Abschließend lässt sich sagen, dass Elektrofahrzeuge in den Verteilnetzen nicht zwingend zur Integration erneuerbarer Energien beitragen, sondern besonders in größerer Anzahl eine zusätzliche Belastung für das Netz darstellen. Diese ist jedoch durch intelligente Ladestrategien und Netzregelung durch die Ladestationen in den Griff zu bekommen und steht somit zumindest dem Erneuerbaren-Ausbau nicht im Weg. Bei der Wahl der Ladestrategie ist jedoch die Zielsetzung zu beachten und abzuwägen, wann und wo Netzausbau akzeptabel bzw. unvermeidbar ist, damit Netzprobleme nicht lediglich auf die nächst höhere (oder niedrigere) Spannungsebene verlagert werden.

5 Quellenverzeichnis

- [1] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, Berlin / Heidelberg: Springer Verlag, 2006.
- [2] BDEW, *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.
- [3] Fraunhofer FIT, „EnArgus,“ 2015. [Online]. Available: https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d4712525-2/*/*/*Ringnetz.html?op=WebFolder.getweb. [Zugriff am 2015].
- [4] Bundesrepublik Deutschland, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, Bd. 1, Berlin: Bundesanzeiger Verlag, 2014.
- [5] FGH GmbH, „fgh-gmbh.com,“ 18 12 2012. [Online]. Available: http://www.fgh-gmbh.com/cms/front_content.php?idart=156. [Zugriff am 18 5 2015].
- [6] S. Enkhardt, „pv magazine - Photovoltaik. Märkte & Technologie,“ 2 8 2013. [Online]. Available: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/belectric-weiht-128-megawatt-solarpark-ein_100011922/. [Zugriff am 18 5 2015].
- [7] A.-C. Agricola, C. Rehtanz und G. Brunekreeft, „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie),“ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2012.
- [8] R. Uhlig, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, Friedrich, Wolfgang, P. Klöcker und T. Rzeznik, „Integration of E-Mobility into Distribution Grids via Innovative Charging Strategies,“ in *CIREC Workshop 2014*, Rome, 2014.
- [9] VDE, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-AR-N 4105*, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2011.
- [10] FGH e.V.; CONSENTEC; IAEW an der RWTH Aachen, „Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien,“ FGH im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, 2012.
- [11] Arbeitsgruppe 3 "Ladeinfrastruktur und Netzintegration" der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE), „Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht aufbauen,“ Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2012.
- [12] S. Trommer, A. Schulz, M. Hardinghaus, J. Gruber, A. Kihm und K. Drogosch, „Verbundprojekt Flottenversuch Elektromobilität, Teilprojekt Nutzungspotential: Schlussbericht Juli 2013,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Verkehrsforschung, gefördert durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2013.
- [13] H. Helms, U. Lambrecht, J. Jöhrens, M. Pehnt, A. Liebich, U. Weiß und C. Kämper, „Ökologische Begleitforschung zum Flottenversuch Elektromobilität - Endbericht,“ ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, gefördert durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Heidelberg, 2013, Revision 2014.
- [14] T. Pollok, E. Szczechowicz, C. Matrose, A. Schnettler, G. Stöckl, G. Kerber, M. Lödl, R. Witzmann und P. Behrens, „Flottenversuch Elektromobilität - Netzmanagementstrategien mit elektrifizierten Fahrzeugflotten,“ in *VDE-Kongress 2010*, Leipzig, 2010.
- [15] G. Ebert, P. Behrens, M. Landau, T. Pregger und M. Specht, „Integration von Elektromobilen in das Smart Grid - Intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen,“ Forschungsverband Erneuerbare Energien, Berlin, 2012.
- [16] Arbeitsgruppe 3 "Ladeinfrastruktur und Netzintegration" der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE), „Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3,“ Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2012.
- [17] Nationale Plattform Elektromobilität, „Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (Dritter Bericht),“ Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2012.
- [18] P. Nobis, C. Pellingner und T. Staudacher, „eFlott - Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität, Langfassung,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2011.

- [19] T. Blank, „Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2007.
- [20] P. Nobis, F. Samweber und S. Fischhaber, „Netzstabilität mit Elektromobilität,“ in *9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, Wien, 2015.
- [21] P. Nobis, F. Samweber und S. Fischhaber, „PV-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen,“ in *9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, Wien, 2015.
- [22] M. Mierau, D. Noeren und F. Becker, „Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt,“ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, ISE, Freiburg, 2014.
- [23] K. Dallmer-Zerbe, T. Stillahn, T. Erge, B. Wille-Hausmann und C. Wittwer, „Analysis of the Exploitation of EV fast Charging to Prevent Extensive Grid Investments in Suburban Area,“ *Energy Technology*, Nr. 2/2014, pp. 54-63, 2014.
- [24] T. Erge, T. Stillahn, K. Dallmer-Zerbe und B. Wille-Hausmann, „NEMO - a novel techno-economic tool suite for simulating and optimizing solutions for grid integration of electric vehicles and charging stations,“ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, 2013.
- [25] R. Kohrs und K. Dallmer-Zerbe, „Dezentrale Blindleistungsregler in Elektrofahrzeugen,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013.
- [26] R. Kohrs, K. Dallmer-Zerbe, M. Mierau und C. Wittwer, „Autonomous reactive Power Control for Electric Vehicles,“ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, 2014.
- [27] N. Neusel-Lange, C. Oerter, R. Uhlig, M. Zdrallek, W. Friedrich und M. Stiegler, „Die Kapazitätsampel als Grundlage für Regelungseingriffe im automatisierten Niederspannungsnetz,“ in *ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013.
- [28] U. Reiner, T. Leibfried, F. Allerding und H. Schmeck, „Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems,“ in *Internationaler ETG-Kongress 2009*, Berlin, 2009.
- [29] N. O'Connell, Q. Wu, J. Østergaard, A. H. Nielsen, S. T. Cha und Y. Ding, „Day-ahead tariffs for the alleviation of distribution grid congestion from electric vehicles,“ *Electric Power Systems Research*, Volume 92, pp. 106-114, November 2012.
- [30] J. Hu, S. You, M. Lind und J. Østergaard, „Coordinated Charging of Electric Vehicles for Congestion Prevention in the Distribution Grid,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume 5, Issue 2, pp. 703-711, 14 February 2014.
- [31] Z. Liu, Q. Wu, A. H. Nielsen und Y. Wang, „Day-Ahead Planning with 100 % Electric Vehicle Penetration in the Nordic Region by 2050,“ *Energies* 2014,7, pp. 1733 - 1749, 2014.
- [32] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, „Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration,“ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, 2010.
- [33] E. Wieben, *Elektromobilität - Chancen und Risiken für Verteilnetzbetreiber*. [Performance]. EWE Netz GmbH, 2014.
- [34] A. Brandt, K.-H. Hartung und V. Schmidt, „Kurzschlussstrom und Stromverluste reduzieren,“ *etz - elektrotechnik & automation*, Nr. 11, 2010.
- [35] TÜV Süd, „TÜV Süd,“ 29.06.2015. [Online]. Available: <http://www.tuev-sued.de/tuev-sued-konzern/presse/pressemeldungen/tuev-sued-charin-initiative-foerdert-einheitliches-ladesystem>. [Zugriff am 15.07.2015].