

Endbericht im Auftrag der  
Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg

# Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze

Bearbeitung:  
Simon Marwitz  
Dr. Marian Klobasa  
Prof. Dr. Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme  
Breslauer Straße 48  
76139 Karlsruhe  
Telefon: 0721 6809-0

Karlsruhe, 23. Dezember 2016

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Problemstellung und Zielsetzung</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Methodisches Vorgehen</b>	<b>9</b>
2.1	Einleitung . . . . .	9
2.2	Analyseschritte . . . . .	10
2.3	Modellbeschreibung . . . . .	11
<b>3</b>	<b>Erlös- und Netzinvestitionspotenzial von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>Entwicklung von Photovoltaik und Elektromobilität bis zum Jahr 2030 in deutschen Niederspannungsnetzen</b>	<b>16</b>
4.1	Einleitung . . . . .	16
4.2	Netzscenarien . . . . .	16
4.3	Haushalte . . . . .	19
4.4	Elektromobilitätsszenarien . . . . .	20
4.5	Photovoltaiksznarien . . . . .	22
4.6	Zusammenfassung . . . . .	24
<b>5</b>	<b>Techno-Ökonomische Bewertung deutscher Niederspannungsnetze</b>	<b>27</b>
5.1	Einleitung . . . . .	27
5.2	Sensitivitätsanalyse . . . . .	27
5.3	Netzbe- und -überlastungen . . . . .	28
5.4	Netzinvestitionsbedarf . . . . .	31
5.5	Einfluss von Netzinvestitionen auf Netznutzungsentgelte . . . . .	35
5.6	Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf den Netzinvestitionsbedarf . . . . .	38
5.7	Haushaltsgruppenanalyse . . . . .	41
5.8	Wirkung der Netzauslastung auf die Netznutzungsentgelte . . . . .	46
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen und kritische Würdigung</b>	<b>50</b>
6.1	Schlussfolgerungen . . . . .	50
6.2	Kritische Würdigung . . . . .	55
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen</b>	<b>57</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Analyseschritte . . . . .	11
4.1	Netzempfindlichkeiten deutscher Niederspannungsnetze . . . . .	17
4.2	Elektrische Niederspannungsnetztopologien . . . . .	18
4.3	Photovoltaikleistung auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen .	23
4.4	Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen	26
5.1	Maximale Spannungsabweichungen . . . . .	30
5.2	Absolute Netzinvestitionen . . . . .	34
5.3	Zusätzliche spezifische Netznutzungsentgelte . . . . .	37
5.4	Investitionsbedarf nach Photovoltaik- und Elektrofahrzeug- Leistung . . . . .	40
5.5	Netzinvestitionen nach Haushaltsgruppen . . . . .	43
5.6	Änderung der Netzauslastung sowie bestehender Netznutzungs- entgelte durch Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen . . .	49

# Tabellenverzeichnis

4.1	Netzparameter . . . . .	19
4.2	Haushalte im ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz .	19
4.3	Personenkraftwagenbestand in Deutschland . . . . .	20
4.4	Simulierte Elektrofahrzeugtypen . . . . .	21
4.5	Detaillierte Darstellung: Elektrofahrzeug-Durchdringung . . . . .	21
4.6	Detaillierte Darstellung: Photovoltaik-Durchdringung . . . . .	23
4.7	Zusammenfassung: Elektrofahrzeug- und Photovoltaik- Durchdringungen . . . . .	25
7.1	Überblick der Elektromobilität- und Photovoltaik-Szenarien . .	59

# Abkürzungsverzeichnis

Flex-Gold	Netzmodell: Flexible Grid and Stakeholder
HH	Haushalt
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KBA	Kraftfahrtbundesamt
NNE	Netznutzungsentgelte
NS	Niederspannung
PEV	Elektrofahrzeug, welches mit einem elektrischen Netz verbunden werden kann (engl. plug-in electric vehicle)
PKW	Personenkraftwagen
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
VNB	Verteilnetzbetreiber

# 1 Problemstellung und Zielsetzung

Zur Erreichung der politisch gesetzten Energie- und Klimaziele wird der Transport- und Elektrizitätssektor in Deutschland zunehmend auf regenerative Energiequellen umgestellt. Ein Ziel der Bundesregierung ist dabei, die Strommenge aus Photovoltaik (PV)-Anlagen weiter zu erhöhen. In den kommenden Jahren sollen hierzu jährlich 2,5 GW zusätzliche PV-Leistung in Deutschland installiert werden [8]. Zudem soll der Transportsektor dekarbonisiert werden, indem Elektrofahrzeuge (PEVs) verstärkt in den Markt gebracht werden. Um dies zu erreichen, hat die Bundesregierung im Jahr 2016 u.a. eine Kaufprämie für PEVs aufgelegt [2].

PEVs und PV-Anlagen sind primär mit Niederspannungsnetzen verbunden und verändern dort die lokale Erzeugungs- und Nachfragesituation. Die Erzeugungs- und Nachfragesituation beeinflusst wiederum den Netzzustand der angebotenen Niederspannungsnetze. In Zeiten hoher lokaler Erzeugung und geringem lokalem Verbrauch – sowie vice versa – kann es zu kritischen Netzzuständen, sogenannten Netzüberlastungen, kommen. Dieses Ungleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage wird in Niederspannungsnetzen häufig durch PV-Anlagen hervorgerufen [25]. Zudem zeigen bestehende Studien, dass Ladevorgänge von PEVs zu erheblichen Netzbelastungen führen können, falls diese Ladevorgänge nicht angepasst an die jeweilige Netzsituation gesteuert werden [36, 28, 37]. Zur Gewährleistung eines sicheren und verlässlichen Netzbetriebs kann daher in Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) investiert werden, um Ladevorgänge von PEVs und das Einspeiseverhalten von PV-Anlagen zu steuern oder in Netzausbau, um Netze auf verstärkte Nachfrage und Erzeugung vorzubereiten. Wie hoch die Investitionen in IKT für PEVs sein werden, um deren Ladeleistungen zu begrenzen, ist unklar [34]. Hingegen kann der Bedarf von Investitionen in deutsche Verteilnetze bis zum Jahr 2030 bis zu 49 Mrd. Euro betragen [1, 6].

Falls Netze stark be- und überlastet sind, reagiert der jeweilige Netzbetreiber, indem er das betroffene Netz mit zusätzlichen Kabeln, Leitungen und/oder Transformatoren verstärkt. Anschließend werden die Investitionen, die er tätigt, anhand von Netznutzungsentgelten auf die nachgefragte Energiemenge im Netz umgelegt. Hierbei reduziert eigenverbrauchte PV-Energie die Energiemenge, auf die Netznutzungsentgelte (NNE) umgelegt werden können. Zudem ist eingespeiste Energie, beispielsweise durch PV-Anlagen, von der Zahlung von Netznutzungsentgelten befreit [4, 20]. Da NNE ein Teil des Elektrizitäts-

preis sind, steigen somit Elektrizitätspreise in Netzen mit hohen eingespeisten Energiemengen und hohem Eigenverbrauchsanteil stärker an. Somit sind auch in diesen Netzen Haushalte, die über keine PV-Anlage verfügen, potenziell großen zusätzlichen finanziellen Belastungen ausgesetzt. Gleichzeitig wird lokale Erzeugung und Eigenverbrauch durch PV-Anlagen stetig attraktiver. Diese Effekte sind selbstverstärkend (vgl. [19]). Wie finanzielle Belastungen, die durch Netzinvestitionen entstehen, zukünftig verteilt werden sollten, ist daher Gestand aktueller politischer Diskussionen.

**Ziel der vorliegenden Studie** ist es, den zusätzlichen Investitionsbedarf in elektrische Niederspannungsnetze zu bestimmen, der durch PEVs und PV-Anlagen in Wohngebieten hervorgerufen wird. Da Netzinvestitionen als spezifische NNE auf die nachgefragte Energiemenge, nicht aber auf die lokale Erzeugung in den jeweiligen Netzen umgelegt werden, soll insbesondere ermittelt werden, wie stark lokale Erzeugung durch PV-Anlagen und lokale Nachfrage durch PEVs zusätzliche NNE durch Netzausbau erhöhen oder reduzieren. Elektrische Niederspannungsnetze variieren stark bezüglich ihrer Topologie, ihren Kabel- und Leitungslängen, der Anzahl von Hausanschlüssen und der Marktdiffusion von PV-Anlagen und PEVs. Gleichzeitig sind jeweils Topologien von elektrischen Netzen in städtischen Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte, in vorstädtischen Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte und in ländlichen Gebieten mit schwacher Bevölkerungsdichte ähnlich. In dieser Studie soll daher zunächst, basierend auf Netzdaten, jeweils ein repräsentatives städtisches, vorstädtisches und ländliches Niederspannungsnetz für Wohngebiete erstellt werden. PEVs und PV-Anlagen werden zukünftig in verschiedenen lokalen Netzen sehr unterschiedlich stark vertreten sein. Zudem werden Netzinvestitionen auf Niederspannungsebene durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB) über NNE auf ihre Kunden verteilt. Da es viele VNB gibt, wird auch der Investitionsbedarf räumlich begrenzt verteilt. Hieraus folgen sehr große Unterschiede regionaler NNE. Daher soll im nächsten Schritt die Marktdiffusion von PEVs und PV-Anlagen in hoher regionaler Auflösung bis zum Jahr 2030 analysiert werden. Diese Analyse soll für drei verschiedene Marktdiffusionsszenarien durchgeführt werden. Lokale Unterschiede des Netzinvestitionsbedarfs sollen in allen drei entwickelten Niederspannungsnetzen für die Marktdiffusionsszenarien untersucht werden.

Zur Erreichung der Studienziele werden zunächst anhand von Netzdaten aus [16], Bevölkerungsdichteklassen aus [13] und der Marktdiffusion von PV-Anlagen aus [14] Szenarien erstellt (siehe Kapitel 4). Hierzu wird zunächst, basierend auf [16] und [13], in Kapitel 4.2 gesondert für Postleitzahl (PLZ)-Gebiete mit hoher, mittlerer und niedriger Bevölkerungsdichte ermittelt, wie viel Leitungs- und Kabellänge auf Niederspannungsebene in einem PLZ-Gebiet auf einen Hausanschluss kommt. Dieser Wert ist in dieser Studie als *Netzempfindlichkeit* definiert. Die mittlere Netzempfindlichkeit von PLZ-Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichteklasse wird auf eine städtische Netztopologie übertragen. Der mittlere Wert aus Gebieten der mittleren Bevölkerungsdichteklasse

wird auf eine vorstädtische Netztopologie übertragen. Analog hierzu wird der mittlere Wert aus PLZ-Gebieten, die als gering besiedelt klassifiziert sind, auf eine ländliche Netztopologie übertragen. Zudem werden, basierend auf vorhandenen Studien und den gesetzlichen Anreizen aus [8], drei verschiedene Durchdringungsraten von PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 für jedes Gebiet abgeschätzt. Es werden die Fälle unterschieden, dass sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 einmal stark und einmal wenig verbreiten. Zudem wird ein Referenzszenario für die Marktdiffusion dieser Technologien erstellt (siehe Kapitel 4.5 und 4.4). Die Szenarien werden anschließend an das Netzmodell Flexible Grid and Stakeholder (Flex-Gold) übergeben, welches im Rahmen der Studie entwickelt wurde. Flex-Gold kombiniert Steuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge mit Lastflussberechnungen, einem Netzausbaualgorithmus und der Bestimmung des Netzinvestitionsbedarfs. Zudem verteilt Flex-Gold die Netzinvestitionen auf nachgefragte Energiemengen im jeweils untersuchten Netzgebiet. Wesentliche Modellteile sind in Kapitel 2.3 dargestellt. Die aus den Szenarien folgenden Netzbelastungen, die sich wiederum daraus ergebenden Netzinvestitionen und NNE sowie die sich daraus ergebenden finanziellen Belastungen für verschiedene Haushalte sind in Kapitel 5 beschrieben. Abschließend wird in Kapitel 7 die Studie zusammengefasst und es werden Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und politische Entscheidungsträger abgeleitet.

# 2 Methodisches Vorgehen

## 2.1 Einleitung

Zur Erreichung der Studienziele muss ein Modell den zusätzlichen Bedarf an Investitionen in Niederspannungsnetze bestimmen können, der durch PEVs und PV-Anlagen entstehen kann. Insbesondere muss das Modell, abbilden inwieweit Ladevorgänge von PEVs und Einspeisung durch PV-Anlagen auf den Investitionsbedarf in elektrische Niederspannungsnetze einwirken.

Netzüberlastungen können aus Ladevorgängen von PEVs, der Einspeisung von PV-Anlagen sowie weiterer elektrischer Leistungsnachfrage und Erzeugung am betrachteten Netz entstehen. Daher muss das Modell im ersten Schritt Ladevorgänge von PEVs sowie Einspeisung durch PV-Anlagen abbilden. Wie viel elektrische Leistung zu welchem Zeitpunkt von PEVs anhand von Ladevorgängen bezogen wird, ist abhängig von Ankunfts- und Abfahrtswahrscheinlichkeiten sowie Wegelängen der Fahrzeuge. Im nächsten Schritt müssen aus den Ladevorgängen und den Einspeisungssituationen Netzzustände bestimmt werden. Der Netzzustand ändert sich über die betrachtete Zeit und ist als die Momentansituation von allen elektrischen Spannungen und Strömen an Netzknoten sowie über Leitungen, Kabel und Transformatoren definiert. Im Modell muss im nächsten Schritt abgebildet sein, wie ein VNB auf kritische Netzzustände reagiert. Das Modell muss hierzu insbesondere abbilden, an welcher Stelle im Netz der VNB investiert und somit das Netz verstärkt. Da VNB unterschiedlich auf strom- und spannungsbedingte Netzüberlastungen reagieren, sollten Netzverstärkungsmaßnahmen gesondert für strom- und spannungsbedingte Netzüberlastungen abgebildet sein. Zudem müssen die gesamten Investitionen in einer Netzregion sowie die elektrische Energienachfrage und Energieerzeugung für jeden Betrachtungsschritt bekannt sein, um die Investitionen ausschließlich auf die Energienachfrage umlegen zu können.

Zur Bestimmung von Netzbe- und -überlastungen an Niederspannungsnetzen sind Softwarepakete verfügbar [15, 29, 39]. Allerdings sind die Softwarepakete nicht dafür ausgelegt, mit komplexeren Simulationen von PEVs und deren Ladeverhalten zu interagieren. Zudem bilden diese Softwarepakete nicht das Investitionsverhalten von Verteilnetzbetreibern ab. Daher wurde für diese Studie das Modell Flex-Gold entwickelt. Flex-Gold integriert eine Elektrofahrzeugsimulation, Steuerungsverfahren von PEVs und PV-Anlagen mit Lastflussrechnungen sowie die Abbildung von Netzausbau. Flex-Gold simuliert zudem das Verhalten eines VNB. In Anlehnung an [1] reagiert der VNB gesondert auf strom- und spannungsbedingte Überlastungen. Wesentliche Modellteile sind

in Abschnitt 2.3 beschrieben. In Abschnitt 2.2 wird zunächst ein Überblick über die Analyseschritte innerhalb der Studie gegeben.

### 2.2 Analyseschritte

Die Analyseschritte der Studie sind in Abbildung 2.1 dargestellt. Zunächst wird beschrieben, welche Erkenntnisse zum Erlös- und Investitionspotenzial von PEVs und PV-Anlagen bestehen. Anschließend werden, basierend auf bestehenden Studien und Daten, konsistente Szenarien für die Analyse erstellt. Wichtige abzuleitende Größen sind hierbei Netzempfindlichkeiten und Netztopologien. Indikator für die Empfindlichkeit des Netzes ist die Länge aller Kabel und Leitungen pro Entnahmestelle im Netzgebiet. Diese wird gesondert für Niederspannungsnetze in deutschen PLZ-Gebieten analysiert. Die Ergebnisse der Analyse werden auf eine ländliche, eine vorstädtische und eine städtische Netztopologie übertragen. Im nächsten Schritt wird die Stromnachfrage von Haushalten sowie die Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen analysiert. Anschließend werden Durchdringungsraten von PEVs und PV-Anlagen für das Jahr 2030 ermittelt. Hierfür sind heutige Marktdurchdringungen von PEVs und PV-Anlagen sowie gesetzlich festgelegte Zubauziele und monetäre Anreize für Betreiber von PEVs und PV-Anlagen wichtige Rahmengrößen. Die Analyse wird für die Fälle durchgeführt, dass sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 stark, gering und moderat verbreiten. Insgesamt werden somit für drei verschiedene Netze jeweils drei Durchdringungsszenarien entwickelt.

Im nächsten Schritt werden für jedes der definierten Szenarien Simulationen mit Flex-Gold durchgeführt, in denen sensitive Parameter variiert werden. In der Studie wird die PV-Durchdringung und Ladeleistung aller PEVs variiert. Insgesamt werden für jedes der neun Szenarien 28 Simulationen durchgeführt. Hierdurch lässt sich ableiten, wie stark Ladevorgänge von PEVs und PV-Anlagen auf den Netzinvestitionsbedarf einwirken. Bei dem verwendeten Modell handelt es sich um eine in der Studie weiterentwickelte Netzsimulation, die Netze technisch und ökonomisch abbildet. Es werden elektrotechnische Wechselstromrechnungen und das Verhalten von Flexibilitätsoptionen anhand verschiedener Steuerungsverfahren im Modell abgebildet. Zudem werden der Netzinvestitionsbedarf und die Verteilung von NNE auf die nachgefragte Energiemenge in einem Netz ökonomisch abgebildet.

Zentrale Modellergebnisse sind thermische- und spannungsbedingte Netzbelastungen und Netzüberlastungen (technische Ergebnisse) sowie der Investitionsbedarf für das jeweils untersuchte Netz (ökonomische Ergebnisse). Der Investitionsbedarf wird in absoluter Form, als zusätzliche NNE und gesondert für verschiedene Haushaltsgruppen dargestellt. Die technischen Modellergebnisse erlauben es, insbesondere Netzspannungen und Netzströme zu quantifizieren und werden wiederum durch die Durchdringungsraten von PEVs und PV-Anlagen und deren Leistungen bestimmt. Die Investitionen werden für das Jahr 2030 ermittelt und entstehen, indem ein VNB das Netz im Modell aus-

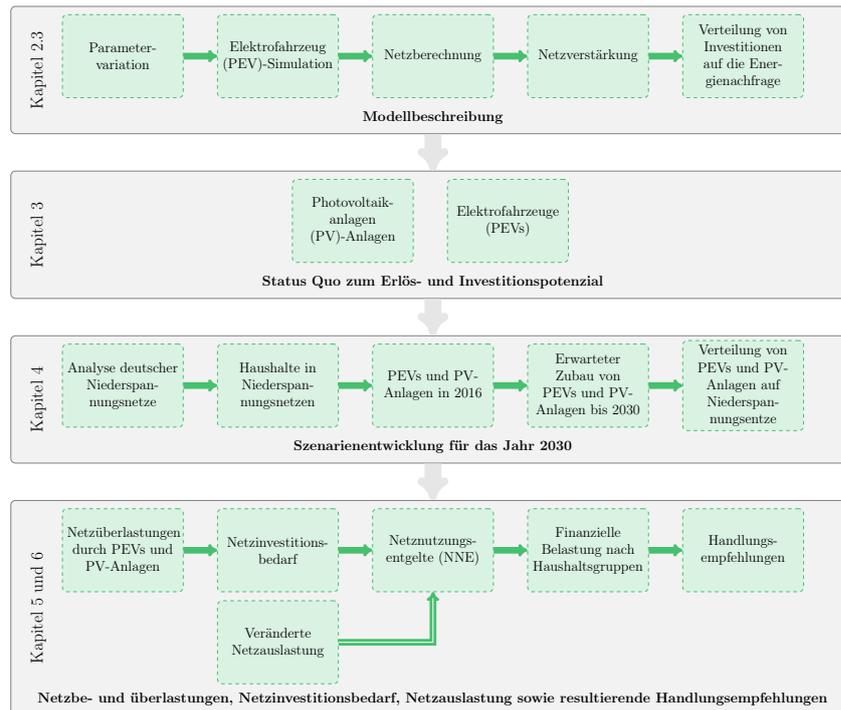


Abbildung 2.1: Analyseschritte der Studie

baut. Die Investitionen werden zudem auf den Energiebedarf im Netz umgelegt (spezifische NNE) und für verschiedene Haushalte analysiert. Die Haushalte werden hierzu vier Gruppen zugeordnet. Eine Gruppe besteht aus Haushalten, die über ein PEV verfügen, eine weitere Gruppe von Haushalten verfügt über eine PV-Anlage und eine dritte Gruppe verfügt über ein PEV und eine PV-Anlage. Zudem werden alle Haushalte, die weder über ein PEV noch über eine PV-Anlage verfügen, zu einer Gruppe zusammengefasst. Abschließend werden, basierend auf den technischen und ökonomischen Ergebnissen, Handlungsempfehlungen für Betreiber von PEVs und PV-Anlagen sowie für Netzbetreiber und politische Entscheider gegeben.

### 2.3 Modellbeschreibung

Die Analysen werden mit dem Modell Flex-Gold durchgeführt. Flex-Gold kombiniert Lastflussrechnungen mit der Simulation von PEVs, Steuerungsverfahren für PEVs, dem Investitionsverhalten von VNB, der Verteilung von Investitionen in elektrische Netze auf die nachgefragte Energiemenge in den Netzgebieten (spezifische NNE) und der Zuordnung von Netznutzungsentgelten in Abhängigkeit der Energienachfrage von Haushalten. Das Modell ist in Java implementiert und kann mit dem Energiesystemmodell Enertile (früher Po-

werACE)<sup>1</sup> gekoppelt werden. Flex-Gold ist im Rahmen dieses Projekts um die Abbildung von Steuerungsverfahren für PEVs, einen Netzausbaualgorithmus und um die Abbildung von Netznutzungsentgelten erweitert worden. In dieser Studie wird eine Woche bei heiterem Wetter in der Übergangszeit simuliert. Ziel des Modells ist es die Änderungen von Netznutzungsentgelten zu bestimmen, die durch PV-Anlagen und PEVs durch Netzinvestitionen hervorgerufen werden können. Zudem sollen mit dem Modell finanzielle Belastungen für Haushalte durch zusätzliche NNE dargestellt werden. Das Modell soll insbesondere abbilden, inwieweit Haushalte, die über Technologien wie PEVs und PV-Anlagen verfügen, den Investitionen in elektrische Netze tragen den sie gegebenenfalls durch den Einsatz dieser Technologien hervorrufen. Hierzu wird in 15-minütiger Auflösung das Verhalten von PEVs am Verteilnetz simuliert. PEVs können innerhalb der Simulation auf Preis- und/oder auf Netzsignale reagieren. Innerhalb dieser Studie laden PEVs immer mit voller Leistung, sobald diese das Netz erreichen. Der Leistungsbezug wird gestoppt, sobald die Batterie vollständig geladen ist oder eine neue Fahrt beginnt. Der aus dem Verhalten der PEVs resultierende Leistungsbedarf wird einer Lastflussrechnung zugespielt. In Kombination mit physikalischen Netzgrößen sowie weiteren Erzeugern (hier PV-Anlagen) und Verbrauchern am Netz wird im nächsten Schritt der Netzzustand bestimmt. Dieser ist neben dem Verhalten von PEVs abhängig von Netzempfindlichkeiten, der Topologie des Netzes, der Durchdringung weiterer Technologien am Netz und der Durchdringungsrate dieser Technologien. Über die Lastflussrechnung wird der Netzzustand, d.h. alle Ströme, Spannungen, Leistungen und Energieflüsse, bestimmt. Die Lastflussrechnung wird im Modell mittels des Gauß-Seidel-Verfahrens durchgeführt (vgl. [35, 38]). Mittels Lastflussrechnungen werden kritische Netzzustände, sogenannte Netzüberlastungen, ermittelt. Die Netzüberlastungen sind entweder strombedingt oder spannungsbedingt. Strombedingte Überlastungen treten immer dann auf, wenn die Ströme über ein Kabel oder einen Transformator den jeweiligen Maximalstrom übersteigen. Spannungsbedingte Überlastungen treten immer auf, wenn an einem Netzknoten die Spannung außerhalb des erlaubten Bandes liegt (siehe DIN EN 50160). Analog zu [12] darf in den untersuchten Niederspannungsnetzen die Spannung um maximal  $\pm 4\%$  vom Nennwert abweichen, bevor es zu einer spannungsbedingten Überlastung kommt. Bei spannungsbedingten Überlastungen baut der VNB vom nächsten Transformator bis zum letzten Drittel eines Netzstrangs ein zusätzliches Kabel parallel zu. Bis zur Mitte des Strangs wird ein Kabel parallel hinzugebaut, falls es zu strombedingten Überlastungen kommt<sup>2</sup>. Es werden ausschließlich Kabel vom Typ NAYY-J 300 mm<sup>2</sup> im Niederspannungsnetz zugebaut. Am Ende der Simulation werden die Investitionen auf die nachgefragte Energie umgelegt. Hierzu werden die Investitionen aller zugebauten Kabel addiert und anschließend auf die prognostizierten nachgefragten Kilowattstunden im Netzgebiet bis zum Ende der Lebensdauer

---

<sup>1</sup>Siehe: <http://www.enertile.eu/enertile-en/methodology/simulation.php>

<sup>2</sup> Methodik ist [1] entnommen

der Kabel umgelegt. Im Modell werden verschiedenen Technologien wie PEV und PV-Anlagen simuliert und diese zu Haushalten gruppiert. Für jeden Simulationsschritt wird die Energienachfrage und Erzeugung von jeder Technologie und jedem Haushalt bestimmt. Aus dieser Information wird abschließend bestimmt, welchen Anteil die jeweiligen Haushalte an den auftretenden Netzinvestitionen tragen müssen, auch hierzu werden die Ergebnisse der Simulation bis zum Ende der Lebensdauer aller zugebauten Kabel hochgerechnet. Die Energiemengen, die der Eigenversorgung dienen oder durch PV-Anlagen eingespeist werden, sind von der Finanzierung der Investition ausgenommen (vgl. [4]). In der Studie gehen wir davon aus, dass die Lebenserwartung und somit auch die Abschreibungsdauer der zugebauten Netzelemente 40 Jahre betragen (vgl. [4]). Zudem nehmen wir an, dass über diesen Zeitraum die entnommene und eingespeiste Energiemenge im Netzgebiet konstant bleibt. Dass die generierte Energiemenge aus PV-Anlagen bis zum Ende der Lebensdauer aller Netzelemente von der Finanzierung befreit ist, ist eine weitere wesentliche Modellannahme.

### 3 Erlös- und Netzinvestitionspotenzial von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen

Ziel des Forschungsvorhabens ist es, den zusätzlichen Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze in Deutschland für das Jahr 2030 zu ermitteln, der durch PEVs und PV-Anlagen entstehen kann. Es soll untersucht werden, wie stark NNE durch diese Technologien ansteigen können und wie PV-Anlagen und PEVs auf diese einwirken. Hierzu wird hier zunächst der Forschungsstand dargestellt. Insbesondere wird überprüft, inwieweit bekannt ist, ob und in welchem Umfang Netzinvestitionen auf PEVs und PV-Anlagen zurückgeführt werden können. Zudem wird dargestellt, inwieweit mit PV-Anlagen und PEVs Erlöse generiert werden können.

PEVs zeichnen sich, verglichen mit Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor, durch höhere Investitionen und geringere variable Betriebskosten aus [21]. Gleichzeitig wird, um die Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität zu steigern, nach alternativen Einnahmequellen gesucht, die mit PEVs erschlossen werden können. Eine Möglichkeit ist, dass Aggregatoren PEVs zusammenzufassen, um mit den Fahrzeugen Erlöse an Energiemärkten zu erzielen. Dies wird erreicht, indem in Zeiten geringer Marktpreise Energie eingekauft und in die Batterie eingespeichert wird. Zudem bestehen Konzepte, um in Zeiten hoher Preise Energie zu verkaufen. In diesem Fall muss die Batterie der Fahrzeuge entladen werden. Untersuchungen zeigen, dass in Deutschland mit jedem Fahrzeug unter guten Voraussetzungen am Spotmarkt durch die Ausnutzung von Preisunterschieden ca. 100 Euro pro Jahr erlöst werden können. Die Erlöse bewegen sich in den Vereinigten Staaten in ähnlicher Größenordnung [10]. Falls Aggregatoren PEVs nutzen, um mit den Fahrzeugen an Regelenergiemärkten teilzunehmen, sind höhere Erlöse erzielbar [24]. Für Betreiber von PV-Anlagen mit elektrischem Energiespeicher bestehen ähnliche Konzepte [9]. Gleichzeitig zeigen Untersuchungen, dass geringe Mengen von PV-Einspeisungen Leistungsspitzen und Netzverluste reduzieren können und somit positiv auf elektrische Netze einwirken. Hohe Mengen eingespeicherter PV-Energie erhöhen allerdings den Netzinvestitionsbedarf [26]. Ebenso führen Ladevorgänge von PEVs, die unkontrolliert durchgeführt werden oder allein auf Preissignalen basieren, an

schwachen Netzen zu starken Überlastungen [37]. Diese Überlastungen führen wiederum zu erheblichem Netzinvestitionsbedarf.

# 4 Entwicklung von Photovoltaik und Elektromobilität bis zum Jahr 2030 in deutschen Niederspannungsnetzen

## 4.1 Einleitung

In der Studie werden der Netzinvestitionsbedarf und die daraus folgende Entwicklung von Netznutzungsentgelten anhand von drei Durchdringungsszenarien für PEVs und PV-Anlagen an drei verschiedenen Niederspannungsnetzen untersucht. Hierzu werden zunächst Niederspannungsnetze für Wohngebiete in drei Regionen mit unterschiedlicher Besiedlungsdichte erstellt (siehe Kapitel 4.2). Anschließend werden in Kapitel 4.3 Haushalte beschrieben, die mit den Netzen in den drei Regionen verbunden sind. In nächsten Schritt wird die Marktdiffusion von PV-Anlagen und PEVs für das Jahr 2016 in Deutschland analysiert. Basierend auf dem ökonomischen Rahmen aus Kapitel 3 sowie den Anreizstrukturen werden drei Marktdiffusionsszenarien für PV und PEVs erstellt. Für die gesamtdeutsche Durchdringung dieser Technologien im Jahr 2030 sind für PV-Anlagen die Anreize aus [8] entscheidend. Die Marktdiffusion von PEVs im Jahr 2030 wird [21] entnommen. Anschließend wird die Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen auf die verschiedenen Netzregionen umgelegt (Kapitel 4.4 und 4.5). Die Szenarien sind abschließend in Kapitel 4.6 zusammengefasst.

## 4.2 Netzszenarien

Mit welcher Topologie Niederspannungsnetze aufgebaut sind, ist abhängig von der Bevölkerungsdichte in den jeweiligen Netzgebieten. In dicht besiedelten städtischen Gebieten sind Netze häufiger vermascht und werden mit Ringstrukturen betrieben, während vorstädtische und ländliche Netze mit geringer Besiedlungsdichte häufiger als Strahlennetze ausgeführt sind [35]. Zudem ist die Kabel- und Leitungslänge, die in den Netzen auf einen Hausanschluss kommt<sup>1</sup>, in Gebieten mit unterschiedlicher Bevölkerungsdichte sehr heterogen. Diese

---

<sup>1</sup>Dieser Wert ist in der Studie als *Netzempfindlichkeit* definiert

Aussagen basieren auf Daten aus [13] zu Bevölkerungsdichteklassen, die innerhalb dieser Studie mit Netzinformationen aus [16] kombiniert werden. Beide Datensätze stellen die Situation in deutschen PLZ-Gebieten dar. [13] gliedert PLZ-Gebiete in Bevölkerungsdichteklassen: Gebiete mit hoher, mit geringer oder mit mittlerer Bevölkerungsdichte. In [16] sind Leitungs- und Kabellängen von Niederspannungsnetzen und die Anzahl der Hausanschlüsse des jeweiligen Netzes enthalten. Diese Netze können anschließend PLZ-Gebieten zugeordnet werden. In PLZ-Gebieten, die nach [13] als Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte klassifiziert sind, kommen auf einen Hausanschluss zwischen 4,4 m und 62,2 m Niederspannungskabel und -leitungen. Hingegen sind in PLZ-Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichteklasse zwischen 8,2 m und 67,2 m Leitungen und Kabel pro Hausanschluss verlegt. In mit geringer Bevölkerungsdichte klassifizierten PLZ-Gebieten sind zwischen 8,6 und 96,5 m Kabel- und Leitungslängen pro Hausanschluss auf Niederspannungsebene installiert (Abbildung 4.1).

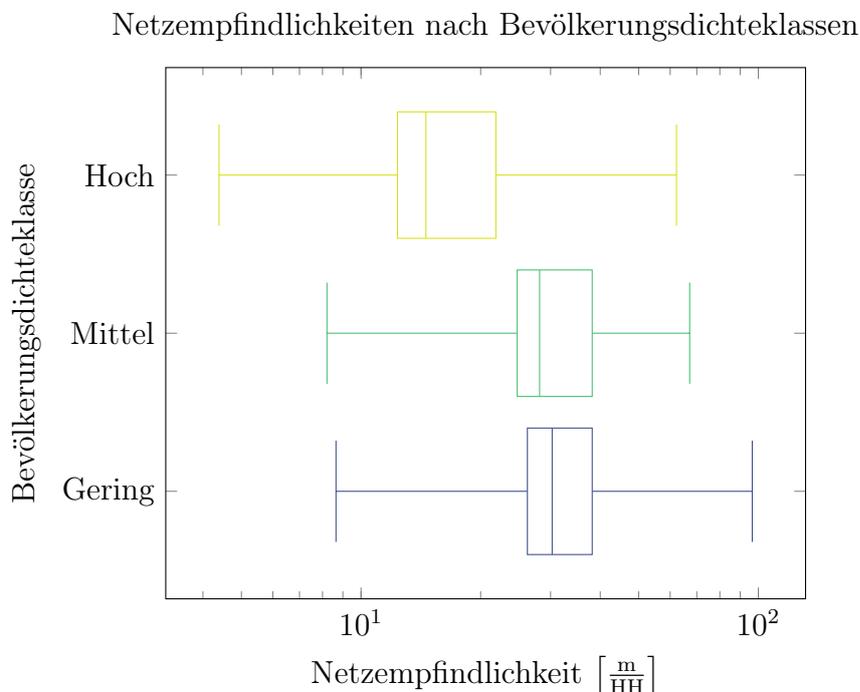


Abbildung 4.1: Netzempfindlichkeiten (Kabel- und Leitungslängen pro Haushalt) nach geringer, mittlerer und hoher Bevölkerungsdichteklasse für deutsche Niederspannungsnetze. Werte sind nach PLZ-Gebieten aufgelöst, Daten aus [13] und [16] kombiniert.

Aufgrund der gezeigten Heterogenität elektrischer Netzempfindlichkeiten, innerhalb von PLZ-Gebieten unterschiedlicher Bevölkerungsdichte, werden in der Studie Analysen an drei verschiedenen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Ein Netz repräsentiert eine ländliche Region mit geringer Bevölkerungsdichte, ein weiteres Netz stellt ein vorstädtisches Netz in einer Region mit

mittlerer Bevölkerungsdichte dar und ein städtisches Netz repräsentiert eine Region mit hoher Bevölkerungsdichte. Die Netztopologien der Netze sind an Netze aus Baden-Württemberg angelehnt, bei denen die Anzahl der Hausanschlüsse für jedes Netz bekannt ist. Die Netzstrukturen sind in Abbildung 4.2 dargestellt.

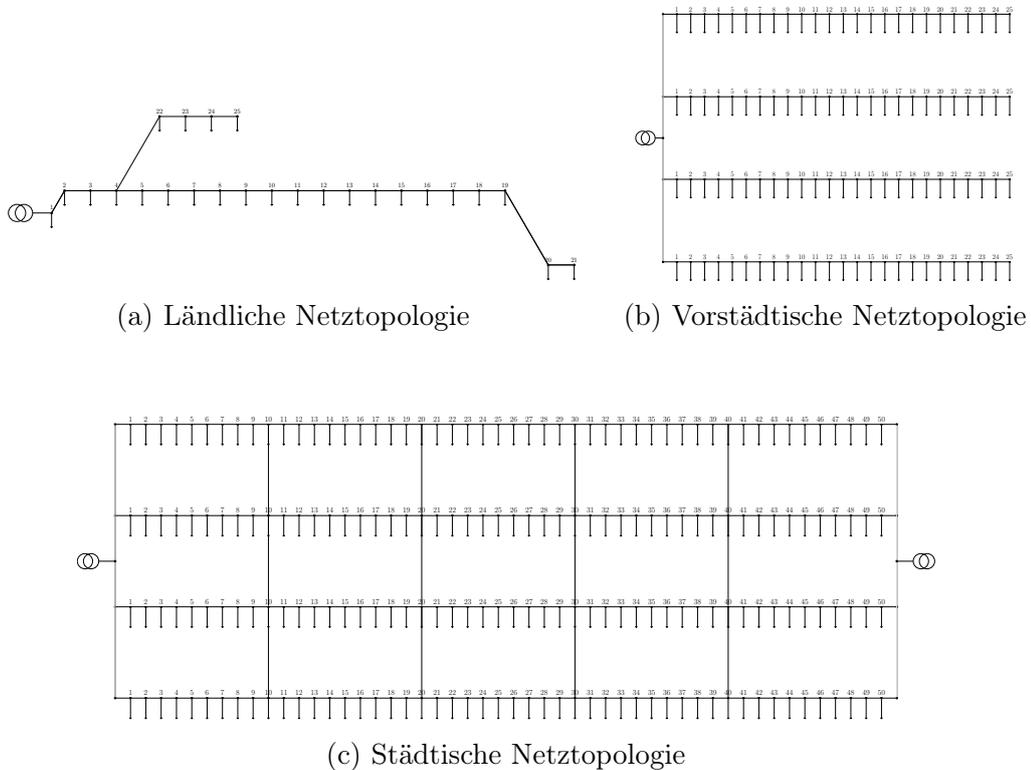


Abbildung 4.2: Untersuchte elektrische Niederspannungstopologien

Die Kabellängen der vorhandenen Netztopologien werden an die mittlere Netzempfindlichkeit aus Abbildung 4.1 ausgerichtet. Das städtische Netz liegt im mittleren PLZ-Gebiet, hat eine Netzempfindlichkeit von 14,6 m pro Haushalt bei hoher Bevölkerungsdichte. Das vorstädtische Netz liegt im PLZ-Gebiet mit 28,2 m pro Haushalt der mittleren Bevölkerungsdichteklasse und das ländliche Netz liegt im mittleren PLZ-Gebiet mit niedriger Bevölkerungsdichteklasse bei 30,3 m pro Haushalt. Im ländlichen und vorstädtischen Netz sind alle Kabel mit 150 mm<sup>2</sup> Aluminiumleiter vom Typ NAYY-J ausgeführt. Im städtischen Netz ist der doppelte Leiterquerschnitt für alle Kabel verlegt. Falls in den Netzen Verstärkungsbedarf besteht, werden alle Netze mit Kabeln vom Typ NAYY-J 300 mm<sup>2</sup> verstärkt. Basierend auf [18] wird angenommen, dass der Investitionsbedarf durch Netzverstärkungsmaßnahmen bei 129 Euro pro Meter liegt, falls ein neues Kabel installiert wird. Das ländliche Netz wird von einem 400-kVA-Transformator gespeist. Im vorstädtischen Netz wird ein 630-kVA-Transformator eingesetzt und das städtische Netz wird von zwei

Tabelle 4.1: Netzparameter

Parameter	Netzregion			Einheit
	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch	
Transformatorleistung	400	630	2 x 630	[kVA]
Gesamte Kabellänge	0,76 <sup>a1</sup>	2,82 <sup>a1</sup>	11,68 <sup>a2</sup>	[km]
Netzempfindlichkeit	30,3	28,2	14,6	[ $\frac{m}{\text{Haushalt}}$ ]
Anzahl der Netzknoten <sup>b</sup>	25	100	200	
Zweige	2	4	4	

<sup>a1</sup>: Jedes Kabel ist vom Typ NAYY-J 150 mm<sup>2</sup>  
<sup>a2</sup>: Jedes Kabel ist vom Typ NAYY-J 300 mm<sup>2</sup>  
<sup>b</sup>: Exklusiv Ausgleichsknoten und Referenzpotenzial

630-kVA-Transformatoren gespeist. Die Netzparameter sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

### 4.3 Haushalte

Die Analyse wird für Wohngebiete in jeweils einem ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz durchgeführt. Je nach Bevölkerungsdichte in der betrachteten Region werden Haushalte mit unterschiedlichen Nachfragestrukturen mit dem Netz verbunden, die elektrische Leistungsnachfrage der Haushalte über die Zeit (Haushaltsprofile) sind hierzu [33] entnommen. Im städtischen Netz leben durchschnittlich 1,5 Personen in einem Haushalt, im ländlichen und vorstädtischen Netz leben im Durchschnitt 2,5 Personen im Haushalt. In Anlehnung an [3] fragen Haushalte im ländlichen und vorstädtischen Netz 4.000 kWh elektrische Energie pro Jahr nach. Im städtischen Netz sind mehrere Wohneinheiten mit einem Netzanschlusspunkt verbunden. Hier werden an einem Netzanschlusspunkt aus vier Wohneinheiten durchschnittlich 10.000 kWh elektrische Energie pro Jahr nachgefragt (siehe Tabelle 4.2). In Abhängigkeit der Zubausszenarien für PEVs aus Kapitel 4.4 und PV-Anlagen aus Kapitel 4.5 wird einigen Haushalten ein PEV und/oder eine PV-Anlage zugeordnet.

Tabelle 4.2: Haushalte im ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netz

	Netzregion		
	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch
Haushalte pro Netzknoten	1	1	4
Personen pro Haushalt	2,5	2,5	1,5
Personen in der Netzregion	62	250	1200

## 4.4 Elektromobilitätsszenarien

Zum 1.1.2015 waren ca. 44 Mio. Personenkraftwagen (PKW) in Deutschland angemeldet, 156.000 davon waren rein elektrische und Hybridfahrzeuge. Jeder PKW gehört zu einem Modelltyp und wird vom Kraftfahrt-Bundesamt anhand des Modelltyps einem Segment zugeordnet. Innerhalb der Arbeit werden diese Segmente, analog zu [32], zu vier Segmentklassen (Klein, Mittel, Groß und Sonstige) aggregiert (siehe Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Personenkraftwagenbestand in Deutschland nach Segmenten des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA) und aggregiert nach [32] und [23]

Segment		Bestand 2015	
KBA	Aggregiert	Absolut	Relativ [%]
Minis	Klein	2.929.582	6,6
Kleinwagen		8.852.867	19,9
Zwischensumme		11.782.449	26,5
Kompaktklasse	Mittel	11.737.667	26,4
Mittelklasse		7.229.150	16,3
Mini-Vans		1.954.875	4,4
Zwischensumme		20.921.692	47,1
Obere Mittelklasse	Groß	2.115.006	4,8
Oberklasse		262.793	0,6
Geländelimousinen (SUVs)		1.512.140	3,4
Geländewagen		1.692.319	3,8
Großraum-Vans		2.069.065	4,7
Zwischensumme		7.651.323	17,3
Sportwagen	Sonstige	808.893	1,8
Utilities		1.575.245	3,5
Wohnmobile		392.003	0,9
Sonstige		1.271.519	2,9
Zwischensumme		4.047.660	9,1
Gesamt		44.403.124	100,0

Im nächsten Schritt wird jedem aggregierten Segment ein Elektrofahrzeugtyp zugeordnet. In Tabelle 4.4 sind wesentliche Parameter der Elektrofahrzeugtypen für jede Segmentklasse zusammengefasst. Es wird angenommen, dass Elektrofahrzeuge (PEVs) im Jahr 2030 diese Parameter aufweisen. Der Ladewirkungsgrad und der Energiebedarf pro km werden [27] und [10] entnommen, gleichzeitig werden die Batteriekapazitäten der Fahrzeuge in etwa verdoppelt (siehe [17]). Das Fahrverhalten und Ladeverhalten aller Fahrzeuge wird analog

zu [27] simuliert. Wegelängen sowie Abfahrts- und Ankunfts wahrscheinlichkeiten basieren auf Fahrdaten von realen PEVs und sind [11] entnommen.

Tabelle 4.4: Simulierte Elektrofahrzeugtypen

PEV-Typ <sup>1</sup>	Batteriekapazität <sup>2,3</sup>	Energiebedarf $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}}\right]^3$	Ladewirkungsgrad <sup>3</sup>
Klein	35,2	0,15	0,97
Mittel	50,0	0,21	0,97
Groß	70,0	0,25	0,97
Sonstige	72,0	0,30	0,97

<sup>1</sup>: Segmente aus [23], aggregiert nach [32]

<sup>2</sup>: Batteriekapazität stark vergrößert (vgl. [17])

<sup>3</sup>: In Anlehnung an [27] und [10]

Für die PEV-Durchdringung wird angenommen, dass die Verteilung innerhalb der aggregierten Segmente im Jahr 2030 der aus dem Jahr 2015 entspricht. Mit dieser Annahme, den Informationen zur Anzahl von Fahrzeugen pro Person bzw. Haushalt und dem Markthochlauf des niedrigen, mittleren und hohen Szenario aus [21] leiten sich für die drei Netze aus Kapitel 4.2 die Durchdringung von PEVs in den verschiedenen Netzregionen ab (dargestellt in Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5: Elektrofahrzeug-Durchdringung in den Netzgebieten für verschiedene Zubauszenarien

Jahr	Zubau	Fahrzeugklasse <sup>4</sup>	Elektrofahrzeug-Durchdringung							
			Ø DE		Region					
			Absolut	Relativ <sup>1</sup>	Ländlich <sup>3</sup>		Vorstädtisch <sup>3</sup>		Städtisch <sup>3</sup>	
2016		Klein	41.305	0,09%	0	0,09%	0	0,27%	0	0,03%
		Mittel	73.413	0,16%	0	0,16%	1	0,49%	0	0,05%
		Groß	26.965	0,06%	0	0,06%	0	0,18%	0	0,02%
		Sonstige	14.184	0,03%	0	0,03%	0	0,09%	0	0,01%
		Gesamt	155.867	0,35%	0	0,35%	1	1,04%	0	0,12%
2030 <sup>2</sup>	Referenz <sup>2</sup>	Klein	1.282.335	2,85%	1	2,85%	12	8,54%	7	0,95%
		Mittel	2.279.169	5,06%	2	5,06%	22	15,17%	12	1,69%
		Groß	837.147	1,86%	1	1,86%	8	5,57%	4	0,62%
		Sonstige	440.349	0,98%	0	0,98%	4	2,93%	2	0,33%
		Gesamt	4.839.000	10,74%	4	10,74%	46	32,21%	25	3,58%
	Niedrig <sup>2</sup>	Klein	402.535	0,89%	0	0,89%	4	2,68%	2	0,30%
		Mittel	715.449	1,59%	1	1,59%	7	4,76%	4	0,53%
		Groß	262.787	0,58%	0	0,58%	3	1,75%	1	0,19%
		Sonstige	138.229	0,31%	0	0,31%	1	0,92%	1	0,10%
		Gesamt	1.519.000	3,37%	1	3,37%	15	10,11%	8	1,12%
Hoch <sup>2</sup>	Klein	2.619.260	5,81%	2	5,81%	25	17,43%	14	1,94%	
	Mittel	4.655.364	10,33%	4	10,33%	45	30,99%	24	3,44%	
	Groß	1.709.932	3,79%	1	3,79%	17	11,38%	9	1,26%	
	Sonstige	899.444	2,00%	1	2,00%	9	5,99%	5	0,67%	
	Gesamt	9.884.000	21,93%	8	21,93%	96	65,79%	52	7,31%	

<sup>1</sup> Auf den Personenkraftwagenbestand in Deutschland im Jahr 2015 bezogen [23]

<sup>2</sup> Markthochlauf aus [21]

<sup>3</sup> Für ländliche Netze die Durchdringung dem Mittel aus [21] entnommen, vorstädtisch mit Faktor 3 und städtisch mit Faktor 0.33 skaliert (siehe auch [31])

<sup>4</sup> Zusammenfassung der Segmente nach [32]

PEVs laden häufig mit 3,6 kW, 10,8 kW oder 22 kW [30]. Die Ladeleistung ist ein sehr sensibler Parameter und wird daher für alle Szenarien genauer

untersucht (siehe Kapitel 5). In dieser Studie reagieren PEVs weder auf Preis- noch Netzsignale und laden, sobald Sie mit dem Netz verbunden sind, sofort und in vollem Umfang mit voller Ladeleistung.

## 4.5 Photovoltaiksznarien

In diesem Kapitel werden drei PV-Durchdringungsszenarien jeweils für das ländliche, vorstädtische und städtische Netz aus Kapitel 4.2 für das Jahr 2030 erstellt. Hierzu werden im ersten Schritt Daten aus [14] und [13] für deutsche PLZ-Gebiete ausgewertet. Hierdurch lässt sich die Situation im Jahr 2016 darstellen. Anschließend werden basierend auf [8] drei Zubauszenarien für die drei Netze aus Kapitel 4.2 entwickelt und auf die Netze umgelegt. Die installierte PV-Leistung auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen variiert stark innerhalb verschiedener PLZ-Gebiete. Die installierte Leistung pro Kopf ist in PLZ-Gebieten die, nach [13] als Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte klassifiziert sind, deutlich höher als in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte. In PLZ-Gebieten mit geringer Besiedlungsdichte sind pro Person maximal 7,95 kWp PV-Leistung als Gebäudeanlagen in Niederspannungsnetzen installiert. Der mittlere Wert liegt hier bei 420 Wp pro Person. In Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte beträgt der maximale Wert 2,23 kWp pro Kopf in einem PLZ-Gebiet, die mittlere Leistung beträgt hier 168 Wp pro Kopf. In deutschen PLZ-Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte sind deutlich geringere Leistungen pro Kopf installiert. Hier liegt der maximale Wert bei 163 Wp pro Kopf und der mittlere Wert bei 10 Wp pro Kopf (siehe Abbildung 4.3).

Basierend auf [8] werden drei Zubauszenarien bis zum Jahr 2030 erstellt. In der Studie gehen wir davon aus, dass die Lebensdauer aller PV-Anlagen am Netz 23 Jahre beträgt. Diese Annahme gibt vor, wie viel der installierten PV-Anlagenleistung bis zum Jahr 2030 das Ende der Lebensdauer erreicht hat und somit keine elektrische Energie mehr bereitstellen kann. Die mittlere spezifische installierte PV-Leistung wird abschließend auf die Netze umgelegt. Hier wird der mittlere Wert für gering besiedelte Gebiete dem ländlichen Netz zugeordnet, der mittlere Wert für Gebiete mit mittlerer Bevölkerungsdichte wird dem vorstädtischen Netz zugeordnet und der Wert für hohe Bevölkerungsdichte wird auf das städtische Netz übertragen. Im Szenario mit hohem Zubau bis zum Jahr 2030 nehmen wir an, dass jährlich 1,9 GW Leistung deutschlandweit als Gebäudeanlagen zugebaut werden. Im Referenzszenario beträgt der Wert 500 MW pro Jahr. Im geringeren Durchdringungsszenario werden jährlich 100 MW neue PV-Leistung auf Gebäuden installiert. Mit diesem Wert wird das Niveau für PV-Gebäudeanlagen aus dem Jahr 2016 gehalten. Zudem nehmen wir an, dass im Netz PV-Anlagen mit 6 kWp Leistung installiert sind. Hieraus ergibt sich für die drei Netze und die drei Zubauszenarien jeweils die Durchdringung aus Tabelle 4.6.

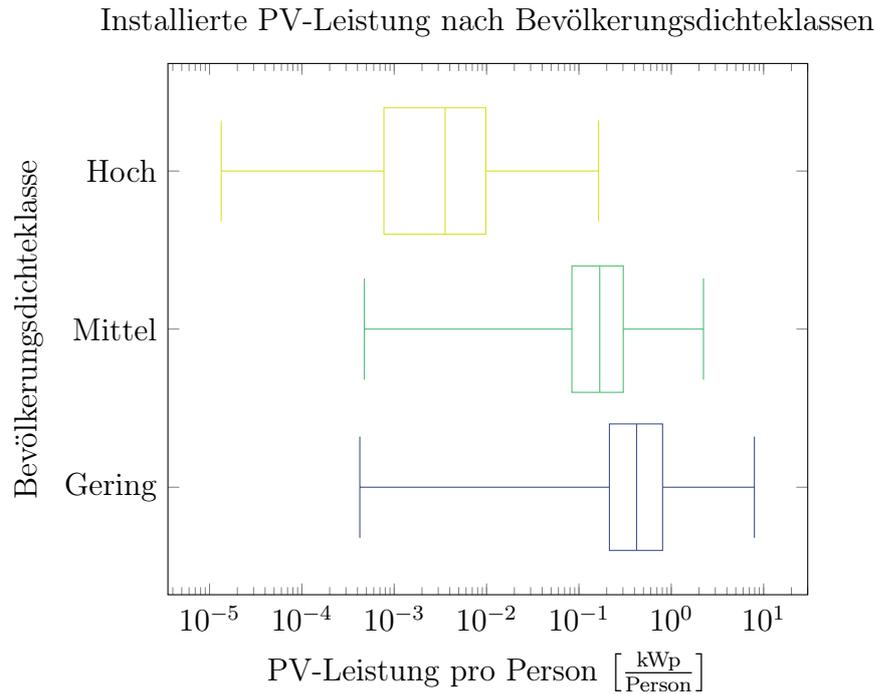


Abbildung 4.3: Installierte Photovoltaik (PV)-Leistung in kWp pro Person auf Gebäuden in Niederspannungsnetzen (Daten aus [14]), differenziert nach Postleitzahl (PLZ)-scharfen Bevölkerungsdichteklassen aus [13].

Tabelle 4.6: Photovoltaik (PV)-Durchdringung in den Netzgebieten für verschiedene Zubauszenarien; Daten aus [5] und [14], Annahmen aus [8] und Verteilung der installierten PV-Leistung auf Regionen nach den Bevölkerungsdichteklassen aus [13].

		Photovoltaik-Durchdringung									
		Deutschland		Region							
Jahr	Zubau	Anlagentyp	Inst. Leistung	Relativ <sup>1</sup>	Ländlich		Vorstädtisch		Städtisch		
					Anlagen <sup>3</sup>	Relativ <sup>2</sup>	Anlagen <sup>3</sup>	Relativ <sup>2</sup>	Anlagen <sup>3</sup>	Relativ <sup>2</sup>	
2016		Freifläche	8.674 MW	21,85 %							
		Gebäude	19.381 MW	48,82 %	5	20 %	8	8 %	1	0,13 %	
		Unbekannt	11.643 MW	29,33 %							
		Gesamt	39.698 MW	100 %							
2030	Referenz <sup>4,a</sup>	Gebäude	25.877 MW	47,79 %	6	24 %	10	10 %	1	0,13 %	
	Niedrig <sup>4,b</sup>	Gebäude	19.877 MW	41,29 %	5	20 %	8	8 %	1	0,13 %	
	Hoch <sup>4,c</sup>	Gebäude	49.877 MW	63,83 %	12	48 %	19	19 %	2	0,26 %	

<sup>1</sup>: Auf die deutschlandweite installierte Leistung bezogen.  
<sup>2</sup>: Auf die Anzahl von Hausanschlüssen im Netzgebiet bezogen.  
<sup>3</sup>: 6-kWp-Anlagen, die maximale Einspeiseleistung jeder Anlage ist auf 70 % begrenzt.  
<sup>4</sup>: Zubau Freifläche: 600 MW/Jahr  
<sup>a</sup>: Zubau Dachfläche: 500 MW/Jahr (Referenzszenario)  
<sup>b</sup>: Zubau Dachfläche: 100 MW/Jahr (niedriges Zubauszenario)  
<sup>c</sup>: Zubau Dachfläche: 1.900 MW/Jahr (hohes Zubauszenario)

## 4.6 Zusammenfassung

Innerhalb der Studie werden Netzbe- und -überlastungen sowie der Netzinvestitionsbedarf an drei elektrischen Niederspannungsnetzen in drei verschiedenen Zubauszenarien für PEVs und PV-Anlagen für das Jahr 2030 untersucht. Ein Netz repräsentiert ein ländliches Netz in einem Gebiet mit geringer Bevölkerungsdichte, ein weiteres Netz stellt ein vorstädtisches Netz in einem Gebiet mit mittlerer Bevölkerungsdichte dar. Zudem wird in der Studie ein städtisches Netz in einem Gebiet mit hoher Bevölkerungsdichte erstellt. Leitungs- und Kabellängen pro Haushalt stellen für alle Netze den mittleren deutschen Wert der jeweiligen Bevölkerungsdichteklasse dar. Die erwartete PEV-Durchdringung basiert auf dem Markthochlauf aus [21]. Für das Szenario mit geringer PEV-Marktdiffusion im Jahr 2030 wird von ca. 1,5 Mio. Fahrzeugen in Deutschland ausgegangen. Im mittleren Szenario verbreiten sich bis zum Jahr 2030 in Deutschland 4,8 Mio. PEVs und im Szenario mit hoher Durchdringung knapp 10 Mio. PEVs. Diese gesamtdeutschen Zahlen werden anschließend auf die Netzregionen umgelegt. Da Erstnutzer von PEVs überproportional häufig in vorstädtischen Netzen erwartet werden, wird in diesem Netz von der dreifachen PEV-Durchdringung, verglichen mit dem deutschen Durchschnitt, ausgegangen. Im städtischen Netz wird mit 33 % von einer geringeren PEV-Durchdringung als im gesamtdeutschen Schnitt ausgegangen, während im ländlichen Netz der deutsche Durchschnitt verwendet wird (vgl. [31]). Nach [8] sollen jährlich 2,5 GW PV-Leistung in Deutschland neu installiert werden. Für das Szenario mit hohem Zubau wird angenommen, dass dieses Ausbauziel der Bundesregierung erfüllt wird. Nach [8] werden 600 MW PV-Leistung ausgeschrieben. Da Freiflächenanlagen geringere Stromgestehungskosten als PV-Anlagen auf Gebäuden aufweisen, wird in der Studie davon ausgegangen, dass jährlich 600 MW als Freiflächenanlagen installiert werden. Für das hohe Zubauszenario wird angenommen, dass die restlichen 1,9 GW als PV-Dachflächenanlagen installiert werden. Im Referenzszenario werden zu den 600 MW auf Freiflächen zusätzlich 500 MW auf Gebäuden installiert. Im Szenario mit geringen Zubauquoten werden bis zum Jahr 2030 jährlich 100 MW auf Gebäuden installiert. Dieser Wert hält in etwa den aktuellen Bestand an PV-Leistung auf Gebäuden bis zum Jahr 2030. Die sich hieraus ergebenden PEVs und PV-Anlagen in den verschiedenen Zubauszenarien in den drei Netzen sind in Tabelle 4.7 zusammengefasst.

Zur Darstellung von Sensitivitäten werden für alle drei untersuchten Netze in allen drei Zubauszenarien die Ladeleistungen von PEVs und die installierten Leistungen von PV-Anlagen variiert. Somit werden insgesamt neun unterschiedliche Durchdringungsraten innerhalb der Studie untersucht. Innerhalb der neun Netzdurchdringungsratenkombinationen wird die Ladeleistung aller PEVs entweder auf 3,6 kW, auf 10,8 kW oder auf 22 kW und die installierten Leistungen aller PV-Anlagen auf 3 kW<sub>p</sub>, 6 kW<sub>p</sub>, 12 kW<sub>p</sub>, 24 kW<sub>p</sub>, 36 kW<sub>p</sub> oder 48 kW<sub>p</sub> eingestellt. Zudem werden die Fälle betrachtet, dass keine PEVs und PV-Anlagen

Tabelle 4.7: Zusammenfassung der Durchdringungen von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen in drei Szenarien an den drei untersuchten Netzen aus Kapitel 4.2.

Szenario		Penetration				
		Personen <sup>1</sup>	PEVs <sup>2</sup>		PV-Anlagen <sup>3</sup>	
Zubaurate	Netz	Anzahl	[%] <sup>2,1</sup>	Anzahl	[%] <sup>3,1</sup>	Anzahl
Referenz	Ländl.	62	10,74	4	24,00	6
	Vorstädt.	250	32,21	46	10,00	10
	Städt.	1200	3,58	25	0,13	1
Niedrig	Ländl.	62	3,37	1	20,00	5
	Vorstädt.	250	10,11	15	8,00	8
	Städt.	1200	1,12	8	1,13	1
Hoch	Ländl.	62	21,93	8	48,00	12
	Vorstädt.	250	65,79	96	19,00	19
	Städt.	1200	7,31	52	0,26	2
<sup>1</sup> : Personen im Netzgebiet:		Siehe Kapitel 4.3				
<sup>2</sup> : Elektrofahrzeuge (PEVs):		Siehe Kapitel 4.4				
		<sup>2,1</sup> : Bezogen auf alle Fahrzeuge im Netz				
<sup>3</sup> : Photovoltaik (PV)-Anlagen:		Siehe Kapitel 4.5				
		<sup>3,1</sup> : Bezogen auf alle Haushalte im Netz				

mit dem Netz verbunden sind. Somit werden für jede der neun Netzdurchdringungsratenkombination 28 Sensitivitäten betrachtet. Hieraus und aus dem Haushaltsszenario aus Kapitel 4.3 ergeben sich spezifische Werte zur Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen aus Abbildung 4.4 für die entwickelten Netze aus Kapitel 4.2 und Zubauszenarien aus Kapitel 4.4 und 4.5.

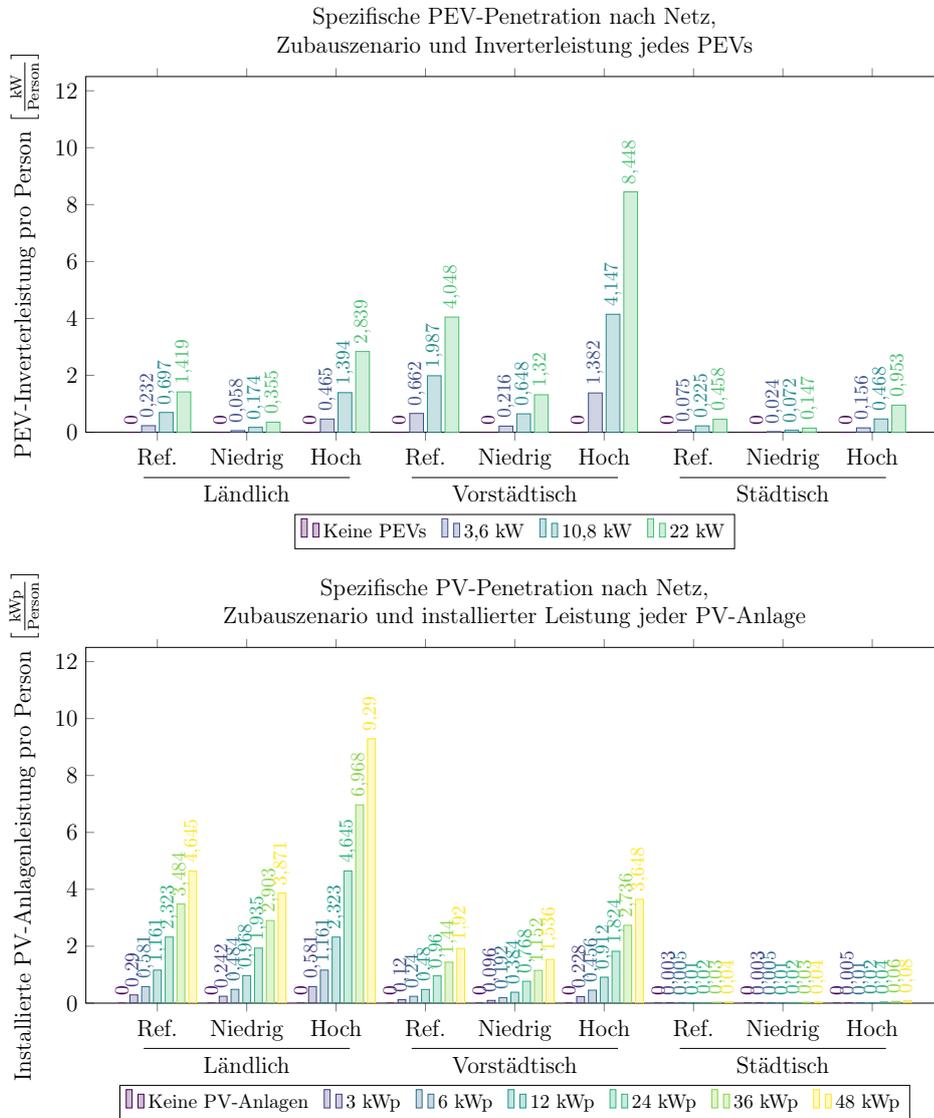


Abbildung 4.4: Elektrofahrzeug (PEV)-Inverterleistung und installierte Photovoltaik (PV)-Anlagenleistung pro Person in allen Netzgebieten für alle Zubauszenarien und Sensitivitäten

# 5 Techno-Ökonomische Bewertung deutscher Niederspannungsnetze

## 5.1 Einleitung

Die Analyse wird an drei deutschen Niederspannungsnetzen für das Jahr 2030 durchgeführt. Alle Netze werden wiederum innerhalb dreier Zubauszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen analysiert. In den Zubauszenarien werden unterschiedliche Durchdringungen von PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 simuliert (siehe Kapitel 4). In jedem Szenario werden zudem die besonders sensitiven Parameter *PV-Durchdringung* und die *Ladeleistungen aller PEVs* variiert. Die variierten Parameter sind in Kapitel 5.2 beschrieben.

In diesem Kapitel werden anschließend Netzbe- und -überlastungen sowie der daraus resultierende Netzinvestitionsbedarf in absoluter Form sowie in Form von zusätzlichen Netznutzungsentgelte (NNE) gezeigt. Zudem werden die Investitionen in Abhängigkeit der Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen am Netz dargestellt. Im nächsten Schritt wird anhand einer Haushaltsanalyse gezeigt, inwieweit die Nutzer von PEVs und PV-Anlagen den Investitionsbedarf, der gegebenenfalls durch die Technologien hervorgerufen wird, in Form von Netznutzungsentgelten tragen. Danach wird der Einfluss von zusätzlicher Energienachfrage durch PEVs und eigenverbraucher Energie aus PV-Anlagen auf die Netzauslastung und die Verteilung von bestehenden NNE untersucht. Abschließend werden in Kapitel 6 die Ergebnisse diskutiert sowie Schlussfolgerungen gezogen und ein Ausblick gegeben.

## 5.2 Sensitivitätsanalyse

Wie in Kapitel 4.5 dargestellt, unterscheidet sich die installierte PV-Leistung in unterschiedlichen Postleitzahl (PLZ)-Gebieten sehr stark. Gleichzeitig variiert die installierte PV-Leistung pro Kopf nicht nur zwischen PLZ-Gebieten mit unterschiedlicher Bevölkerungsdichte deutlich, sondern diese variiert zudem stark innerhalb der PLZ-Gebiete derselben Bevölkerungsdichteklasse (vgl. Abbildung 4.3). Zudem beeinflusst die PV-Leistung stark die Höhe von Netzbelastungen und wirkt stark auf die Verteilung von NNE ein (vgl. auch [25]).

Daher wird dieser sensitive Parameter in der Studie tiefer gehend untersucht. Hierzu halbieren wir für alle Netze und alle Szenarien die installierte Leistung jeder PV-Anlage. Zudem berechnen wir die Szenarien aus Kapitel 4 mit der doppelten sowie 4-, 6- und 8-fachen PV-Anlagengröße.

Ein weiterer Parameter, der sensitiv auf Netzbe- und -überlastungen einwirkt ist die Ladeleistung von PEVs. Typische Ladeleistungen von PEVs betragen 3,6 kW, 10,8 kW und 22 kW, daher werden diese Leistungen in der Studie untersucht (vgl. [30]).

Durch die Variation der Ladeleistung jedes PEV bleibt deren Energiebedarf konstant, während sich die generierte Energie durch PV-Anlagen in der Sensitivitätsanalyse mit der installierten Leistung jeder Anlage verändert. Zudem betrachten wir die Fälle, dass keine PEVs und keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind. Diese Fälle werden in Abbildung 5.1, Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3 mit 0 kW Inverterleistung von PEVs bzw. mit 0 kWp installierter PV-Leistung dargestellt.

## 5.3 Netzbe- und -überlastungen

### 5.3.1 Einleitung

Netzbe- und -überlastungen sind entscheidende Ergebnisse der Analyse, da sich aus ihnen zusätzlicher Investitionsbedarf in die untersuchten Netze ergibt. Hier zeigen wir spannungsbedingte Be- und Überlastungen des Referenzszenarios, des Szenarios mit geringer Durchdringung von PEVs und PV-Anlagen und mit hoher Durchdringung dieser Technologien für alle in der Studie entwickelten Netzregionen und die in Kapitel 5.2 beschriebenen Sensitivitäten. Die dargestellten Niederspannungsnetze gelten als überlastet, sobald der Spannungswert an einem Netzknoten um mehr oder weniger als 4 % von der Netznominalspannung abweicht.

### 5.3.2 Referenzzubausszenario

Im ländlichen Netz weicht die Netzspannung für das Referenzszenario um maximal 5,4 % vom Nennwert der Netzspannung ab. Diese maximale Abweichung tritt auf, falls die installierte Leistung aller PV-Anlagen 48 kWp beträgt. Zu spannungsbedingten Überlastungen kommt es in diesem Netz ab 36 kWp installierter Leistung jeder PV-Anlage. Hohe Ladeleistungen von PEVs führen in diesem Zubausszenario zu keinen spannungsbedingten Überlastungen von Netzelementen des ländlichen Netzes.

Für die untersuchten Sensitivitäten treten im vorstädtischen Netz sowohl durch PEVs als auch durch PV-Anlagen spannungsbedingte Netzüberlastungen auf. Das Netz ist bereits ab 24 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen und/oder bereits ab 3,6 kW Ladeleistung aller PEVs überlastet. Die stärksten Überlastungen mit über 12 % Abweichung vom Nennwert der Netzspannung

treten bei Ladeleistungen von 22 kW auf. Der Spannungswert ist hier negativ und daher auf elektrische Energienachfrage zurückzuführen. Die Nachfragespitzen werden hier zum überwiegenden Anteil durch PEVs verursacht.

Während im ländlichen Netz PV-Anlagen zu Netzüberlastungen führen und PEVs dort zu keinen Überlastungen führen, verhält sich dies im städtischen Netz genau umgekehrt. Hier kommt es durch hohe Ladeleistungen von PEVs zu spannungsbedingten Netzüberlastungen. Hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen führen zu keinen Netzüberlastungen. Dies ist auf die sehr geringen PV-Durchdringung in diesem Netzgebiet zurückzuführen (vgl. Abbildung 4.4). Die Überlastungen treten ausschließlich bei den untersuchten 22 kW Inverterleistung für jedes PEV auf. Die Netzspannung weicht dann um 4,3 % vom Nennwert ab.

### 5.3.3 Geringes Zubauszenario

Im geringen Zubauszenario treten für das städtische Netz in keiner der untersuchten Sensitivität Netzüberlastungen auf. Netzüberlastungen werden im ländlichen Netz durch hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen hervorgerufen. Werden PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des geringen Zubauszenarios ausgebaut, kommt es im vorstädtischen Netz sowohl durch hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen als auch durch 10,8 kW und 22 kW Ladeleistung von PEVs zu Netzüberlastungen. Die Netzspannung weicht hier um maximal 7,6 % vom Nennwert ab, falls PV-Anlagen mit 48 kWp Leistung installiert sind. Die maximale Spannungsabweichung ist hier positiv und daher auf PV-Einspeisung zurückzuführen. Die stärkste Spannungsabweichung durch Nachfrage tritt auf, falls PEVs mit 22 kW laden. Im ländlichen Netz weicht die Netzspannung um maximal 4,8 % vom Nennwert ab. Diese Abweichung tritt ebenfalls auf, falls 48 kWp PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind.

### 5.3.4 Hohes Zubauszenario

In allen drei Netzen kommt es zu Netzüberlastungen im hohen Zubauszenario. Das vorstädtische Netz wird am stärksten überlastet. Hier würden die Netzspannungen um bis zu 21,5 % vom Nennwert abweichen, falls alle PEVs mit 22 kW Ladeleistung Energie vom Netz beziehen. Auch geringere Ladeleistungen von 10,8 kW führen mit maximal 17,5 % Spannungsabweichung zu massiven Netzüberlastungen. Falls alle PEVs mit 3,6 kW Ladeleistung Energie vom Netz beziehen, wird das Netz ebenfalls überlastet. Beträgt die installierte Leistung aller PV-Anlagen 12 kWp, kommt es mit 4,5 % Spannungsabweichung zu Überlastungen durch PV-Einspeisung. Die Überlastungen werden auch hier mit höherer PV-Anlagenleistung größer.

Im untersuchten ländlichen Netz sind die stärksten Netzüberlastungen auf hohe PV-Leistungsspitzen zurückzuführen. Werden hier PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung betrieben, weicht die Netzspannung maximal

um 11,1 % vom Nennwert ab. Erste Spannungsbandverletzungen treten mit 24 kWp installierter PV-Leistung auf. Zu Netzüberlastungen durch PEVs kommt es, falls alle Fahrzeuge mit 22 kW Ladeleistung elektrische Energie vom Netz beziehen.

Für das städtische Netz kommt es ebenfalls zu Spannungsbandverletzungen durch PEVs. Überlastungen treten hier für den Fall auf, dass PEVs mit 10,8 kW oder 22 kW laden. Die Spannungsbandverletzungen betragen dann über 5,2 % bzw. 6 %.

Die maximalen Abweichungen von der Nennspannung für alle untersuchten Netze, Sensitivitäten und Szenarien sind in Abbildung 5.1 zusammengefasst.

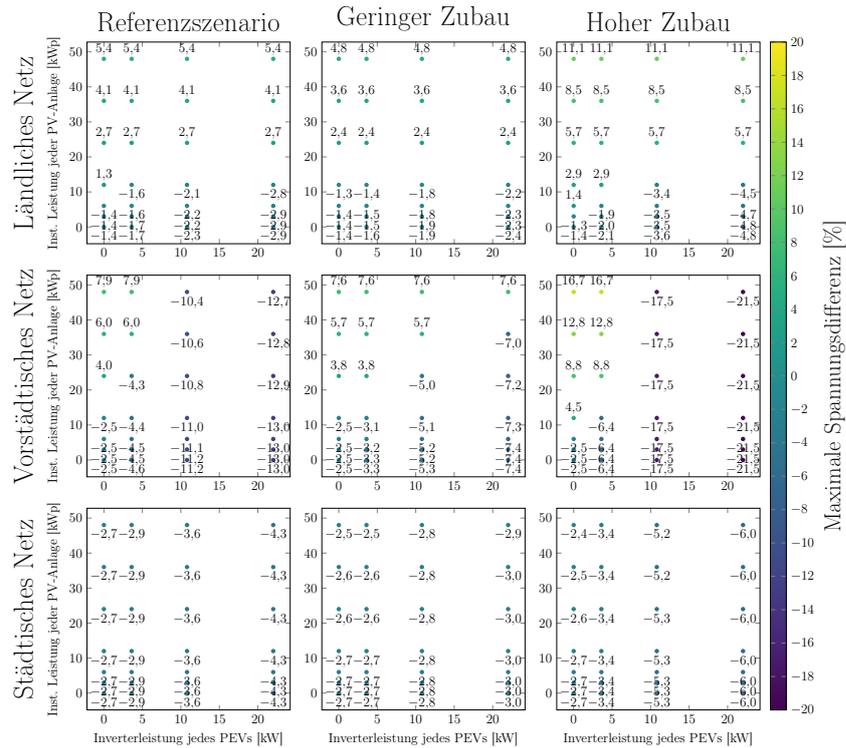


Abbildung 5.1: Maximale Spannungsabweichungen bezogen auf die Nennspannung im ländlichen, im vorstädtischen und im städtischen Niederspannungsnetz aus Kapitel 4.2. Negative Werte durch elektrische Energienachfrage, positive Werte durch dezentrale Einspeisung. Darstellung differenziert nach den Zubauszenarien für Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen aus Kapitel 4.4 und 4.5 sowie für die verschiedenen Sensitivitäten der installierten Leistung aller PV-Anlagen und der Inverterleistung aller PEVs (siehe auch Kapitel 4.6 und 5.2).

## 5.4 Netzinvestitionsbedarf

### 5.4.1 Einleitung

Wie in Kapitel 5.3 gezeigt, können an elektrischen Netzen durch hohe Nachfragespitzen durch PEVs und hohe Einspeisespitzen durch PV-Anlagen Überlastungen entstehen. Um einen sicheren Netzbetrieb sicherzustellen, reagieren Verteilnetzbetreiber (VNB) auf Netzüberlastungen, indem sie in den überlasteten Netzabschnitt investieren. Hierfür tauschen sie alte Netzelemente aus oder bauen neue Netzelemente zu. In diesem Kapitel zeigen wir den aus Kapitel 5.3 resultierenden Netzinvestitionsbedarf auf Niederspannung (NS)-Ebene. Die Werte resultieren aus den nötigen Ausbaulängen der Niederspannungskabel. Der Investitionsbedarf in Transformatorstationen zwischen der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene sowie die weiteren höheren Spannungsebenen sind von der Betrachtung ausgenommen.

### 5.4.2 Referenzzubauszenario

Für den Fall, dass sich PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des Referenzszenarios ausbreiten, besteht Investitionsbedarf in allen drei Netzen für hohe installierte Leistungen der PV-Anlagen und/oder hohe Ladeleistungen der PEVs.

Im ländlichen Netz tritt Investitionsbedarf ab 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen auf, der Investitionsbedarf beträgt dann 49.000 Euro. Falls alle PV-Anlagen mit 48 kWp installiert sind, müssen 75.000 Euro in das Netz investiert werden. Durch Ladevorgänge von PEVs kommt es im ländlichen Netz zu keinen spannungsbedingten Netzüberlastungen.

Investitionsbedarf tritt im städtischen Netz nur auf, falls PEVs mit 22 kW Leistung laden. Der Investitionsbedarf beträgt dann 161.000 Euro. Die installierten Leistungen der PV-Anlagen sind im Referenzszenario für dieses Netz kein Treiber für Netzinvestitionen.

Der Investitionsbedarf beträgt im vorstädtischen Netz bis zu 487.000 Euro. Dieser Bedarf tritt auf, falls alle PEVs mit 22 kW Ladeleistung Energie vom elektrischen Netz beziehen und PV-Anlagen nicht oder nur im geringen Umfang in die Netze einspeisen. Im Gegensatz zum städtischen Netz sind im vorstädtischen Netz schon einphasige Ladeleistungen von 3,6 kW und installierte Leistungen der PV-Anlagen ab 36 kWp für den Netzbetrieb problematisch und treiben daher Netzinvestitionen. Falls alle PEVs mit 3,6 kW laden, alle PV-Anlagen 36 kWp oder 48 kWp die installierte Leistung aufweisen, liegt der Netzinvestitionsbedarf bei ca. 90.000 Euro.

### 5.4.3 Geringes Zubauszenario

Im geringen Zubauszenario besteht im ländlichen Netz ausschließlich Investitionsbedarf, falls alle PV-Anlagen eine installierte Leistung von 48 kWp auf-

weisen. Der Investitionsbedarf beträgt hier 75.000 Euro und ist genauso hoch wie im Referenzszenario für dieselbe installierte Leistung aller PV-Anlagen. Die PV-Durchdringung unterscheidet sich dennoch für beiden Fälle. Für den Referenzfall beträgt sie 4,65 kWp und für das geringe Zubauszenario 3,87 kWp pro Person bei jeweils 48 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen (vgl. Abbildung 4.4). Bei 3,48 kWp PV-Leistung pro Person (bzw. 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen) müssen im ländlichen Netzgebiet geringere Leitungslängen zugebaut werden. Der Investitionsbedarf beträgt für diesen Fall 49.000 Euro.

Für das geringe Zubauszenario investiert der VNB im vorstädtischen Netz ab 10,8 kW Inverterleistung aller PEVs oder ab 36 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen. Der Investitionsbedarf ist hier mit 272.000 Euro am höchsten, falls alle PEVs mit 22 kW laden und die installierte Leistung aller PV-Anlagen null bis 36 kWp beträgt. Für den Fall, dass PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung mit dem Netz verbunden sind, treten Fälle auf, in denen die PV-Einspeisung hohe Nachfragespitzen durch PEVs etwas dämpft und der gesamte Investitionsbedarf mit 229.000 Euro um ca. 15 % niedriger ausfällt. Bei Ladeleistungen von 10,8 kW oder niedriger und hohen installierten Leistungen aller PV-Anlagen beträgt der Investitionsbedarf 73.000 bis 138.000 Euro. In dem vorstädtischen Netz sind für das geringe Zubauszenario Ladeleistungen von 3,6 kW aller PEVs und installierte Leistungen aller PV-Anlagen von 24 kWp oder kleiner unproblematisch, da sie zu keinen Netzüberlastungen und somit zu keinem Netzausbaubedarf führen.

Falls sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 nach den Annahmen aus dem geringen Zubauszenario ausbreiten, tritt im untersuchten städtischen Netz mit mittlerer Netzempfindlichkeit für keine der untersuchten Parameterkombinationen Netzverstärkungsbedarf auf.

#### **5.4.4 Hohes Zubauszenario**

Breiten sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 stark aus, beträgt der Investitionsbedarf in das untersuchte ländliche Niederspannungsnetz bis zu 147.000 Euro. Im ländlichen Netz ist der Investitionsbedarf, der durch PEVs hervorgerufen wird, vom Investitionsbedarf der auf PV-Anlagen zurückzuführen ist, entkoppelt. In diesem Netz müssen 49.000 Euro investiert werden, falls alle PV-Anlagen mit 24 kWp einspeisen. Bei der doppelten installierten Leistung von PV-Anlagen verdreifacht sich der Investitionsbedarf in dieses Netz. Durch PEVs tritt Investitionsbedarf nur auf, falls die Fahrzeuge mit 22 kW Ladeleistung Energie vom Netz beziehen. In diesem Fall liegt der Investitionsbedarf bei 77.000 Euro.

Im vorstädtischen Netz besteht mit 363.000 Euro schon erheblich Investitionsbedarf bei 3,6 kW Inverterleistung aller PEVs. Mit höheren Ladeleistungen steigt der Investitionsbedarf an. Falls Elektrofahrzeuge mit 22 kW laden, beträgt der Investitionsbedarf 683.000 Euro. Ab 12 kWp installierter Leistung

aller PV-Anlagen, muss ebenfalls in das Netz investiert werden. Mit steigender installierter Leistung der PV-Anlagen steigt ebenfalls der Investitionsbedarf in das Netz. Der höchste Investitionsbedarf besteht mit 911.000 Euro, falls PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung einspeisen und PEVs mit 22 kW laden. Im geringen Zubauszenario konnte hier PV-Einspeisung Nachfragespitzen durch PEVs kompensieren. Im hohen Zubauszenario tritt die hohe Nachfrage und die hohe Erzeugung nicht im selben Netzstrang auf (siehe Abbildung 4.2). Daher kommt es zu keiner Kompensation von Nachfrage und Erzeugung, was wiederum höhere Netzbelastungen und die damit verbundene Netzinvestition hervorruft.

Für das hohe Zubauszenario beträgt der Investitionsbedarf in das untersuchte städtische Niederspannungsnetz bis zu 619.000 Euro. Dieser Investitionsbedarf besteht, falls alle PEVs mit 22 kW Leistung elektrische Energie vom Niederspannungsnetz beziehen. In diesem Netz sind im hohen Zubauszenario lediglich zwei PV-Anlagen mit dem Netz verbunden. Die installierte Leistung pro Person in diesem Netzgebiet ist daher auch für das hohe Zubauszenario sehr niedrig (vgl. Abbildung 4.4) somit haben die PV-Anlagen auch keinen wesentlichen Einfluss auf den Investitionsbedarf im städtischen Netz.

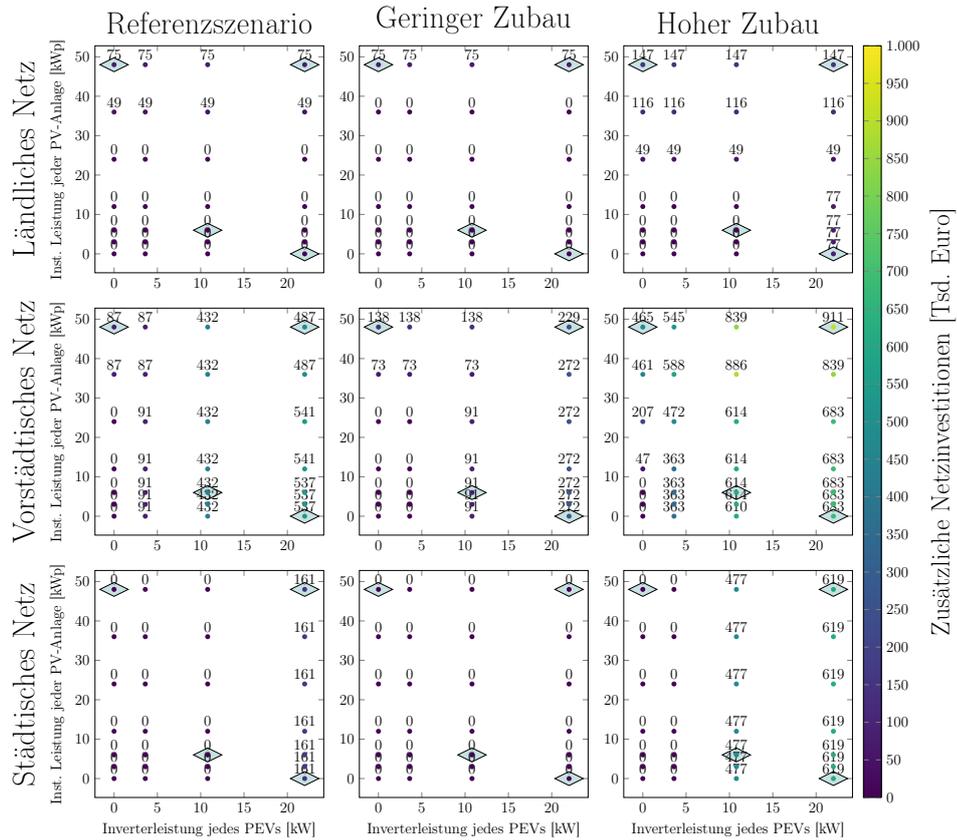


Abbildung 5.2: Investitionsbedarf für alle untersuchten Netze, Zubauszenarien und Parametervariationen (siehe Kapitel 4 und 5.2); der Umfang dieser Investitionen die einzelne Haushalte verschiedener Haushaltsgruppen für die mit  $\diamond$  gekennzeichneten Parameterkombinationen tragen, ist in Kapitel 5.7 dargestellt.

## 5.5 Einfluss von Netzinvestitionen auf Netznutzungsentgelte

### 5.5.1 Einleitung

Den in Kapitel 5.4 ermittelten Netzinvestitionsbedarf tragen die jeweiligen Netzteilnehmer desselben Netzgebiets. Nach dem heutigen regulatorischen Rahmen werden die Investitionen ausschließlich auf die nachgefragte Energie im Netzgebiet umgelegt. Eigenverbrauchte Energie der innerhalb der Studie dargestellten PV-Anlagen sowie die eingespeisten Energiemengen sind von Netznutzungsentgelten befreit.

In diesem Kapitel werden die sich aus dem Netzausbau (aus Kapitel 5.4) ergebenden Netzinvestitionen in Form von Netznutzungsentgelten dargestellt. Die hier gezeigten NNE beziehen sich ausschließlich auf den zusätzlichen Investitionsbedarf und müssen nur auf aus dem Netz bezogene Energie im jeweiligen Netzgebiet gezahlt werden. Die Veränderung von bestehenden Netznutzungsentgelten durch zusätzliche Energienachfrage von PEVs und reduzierter Nachfrage durch PV-Anlagen ist in Kapitel 5.8 dargestellt.

### 5.5.2 Referenzzubauszenario

Wie in Kapitel 5.4 gezeigt, besteht für den Fall, dass sich PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 moderat ausbreiten, in allen untersuchten Netzen Investitionsbedarf.

Das ländliche Netz ist im Referenzszenario lediglich bei hohen installierten Leistungen von 36 bzw. 48 kWp aller PV-Anlagen überlastet. Für diese Fälle steigen NNE um 1,2 bzw. 1,9 Cent pro kWh. Hohe Ladeleistungen der PEVs führen zu keinem Netzinvestitionsbedarf und somit auch zu keinem Anstieg der NNE.

Im vorstädtischen Netz steigen in diesem Fall die NNE um bis zu 2,6 Cent pro genutzte kWh an. Der Investitionsbedarf ist für die untersuchte Sensitivität von 22 kW Ladeleistung aller PEVs am höchsten. Die spezifischen NNE steigen mit ca. 2 Cent pro kWh in geringerem Umfang, falls PEVs mit 10,8 kW Ladeleistung elektrische Energie vom Netz beziehen, und mit ca. 0,5 Cent pro kWh nochmals geringer, falls alle PEVs mit 3,6 kWp laden oder alle PV-Anlagen eine hohe installierte Leistung von 36 kWp bis 48 kWp aufweisen.

Im städtischen Netz kommt es zu zusätzlichen NNE von 0,2 Cent pro kWh, falls alle PEVs mit 22 kW laden. Die PV-Einspeisung hat hier keinen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen NNE, da im städtischen Netz bei 800 Hausanschlüssen lediglich eine PV-Anlage mit dem Netz verbunden ist (siehe Kapitel 4).

### 5.5.3 Geringes Zubauszenario

In das ländliche Netz muss ein VNB investieren, falls alle PV-Anlagen eine installierte Leistung von 48 kWp aufweisen. Für diesen Fall steigen die NNE um ca. 2 Cent pro kWh. Der Wert ist etwas höher als im Referenzszenario, da im geringen Zubauszenario weniger PV-Leistung im Netz installiert ist als im Referenzszenario und daher auf weniger kWh die Netzinvestitionen aus Kapitel 5.4 umgelegt werden können, folglich steigen die Netzinvestitionen pro kWh (spezifische NNE).

VNB müssen im vorstädtischen Netz bei 10,8 kW und 22 kW Ladeleistung aller PEVs und installierten Leistungen von 36 kWp und 48 kWp aller PV-Anlagen investieren. Die NNE steigen um 0,4 Cent pro kWh bis 1,6 Cent pro kWh. Höhere Ladeleistungen der PEVs führen zu stärkeren Netzüberlastungen, somit zu mehr Netzausbaubedarf und somit auch zu höheren NNE. Wie in Kapitel 5.4 gezeigt, können höhere installierte Leistungen von PV-Anlagen Nachfragespitzen durch PEVs etwas reduzieren und somit den absoluten Investitionsbedarf reduzieren. Hingegen führen höhere installierte Leistungen von PV-Anlagen dazu, dass weniger Energie vom Netz bezogen wird und somit auf weniger kWh die Netzinvestitionen umgelegt werden können.

Beim Szenario mit geringem Zubau an PV-Anlagen und PEVs besteht im städtischen Netz für alle untersuchten Netze und Parametervariationen kein zusätzlicher Netzinvestitionsbedarf, somit steigen hier auch keine NNE. Dies gilt auch, falls alle PEVs mit 22 kW laden und/oder PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung einspeisen.

### 5.5.4 Hohes Zubauszenario

Falls sich PEVs und PV bis zum Jahr 2030 stark verbreiten, besteht in allen untersuchten Netzen zusätzlicher Investitionsbedarf.

Im ländlichen Netz wird der Investitionsbedarf primär durch PV-Einspeisung hervorgerufen. Hier steigen NNE um bis zu 5,1 Cent pro kWh, falls keine PEVs mit dem Netz verbunden sind und alle PV-Anlagen 48 kWp installierte Leistung aufweisen. Sobald PEVs mit dem ländlichen Netz verbunden sind, sinken die spezifischen NNE im Netzgebiet. Dies ist auf die höhere Nachfrage von elektrischer Energie durch Ladevorgänge von PEVs zurückzuführen. Dieser Effekt tritt analog zu 48 kWp PV-Anlagen auch bei geringeren installierten PV-Anlagenleistungen auf.

Analog zum ländlichen Netz führt auch hohe PV-Einspeisung im vorstädtischen Netz zu zusätzlichem Investitionsbedarf. Allerdings führen schon geringe Ladeleistungen von PEVs im vorstädtischen Netz ebenfalls zu Netzinvestitionsbedarf. Falls alle PEVs mit 22 kW elektrischer Leistung am Netz laden und PV-Anlagen mit 48 kWp installiert sind, steigen die NNE mit ca. 3,6 Cent pro kWh nachgefragter Energie am stärksten an.

Im städtischen Netz verursachen ausschließlich PEVs den Anstieg der NNE. Der Netzinvestitionsbedarf steigt hier um ca. 0,6 Cent pro kWh, falls alle Fahr-

zeuge mit 10,8 kW laden, und um 0,7 Cent pro kWh, falls die PEVs stattdessen mit 22 kW Ladeleistung Energie vom Netz beziehen. Der Einfluss von PV-Einspeisung ist hier vernachlässigbar, da auch beim hohen Durchdringungs-szenario lediglich zwei von 200 Mehrfamilienhäusern mit einer PV-Anlage ausgestattet sind.

Die veränderten NNE sind für alle Netze und Zubauszenarien in Abbildung 5.3 zusammengefasst.

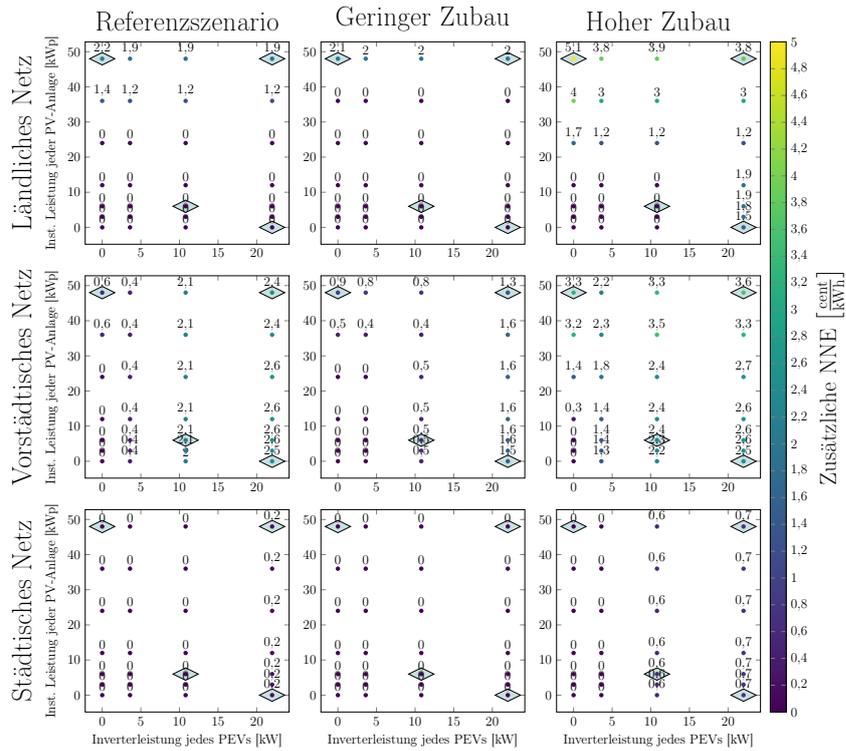


Abbildung 5.3: Zusätzliche spezifische Netznutzungsentgelte (NNE) auf Niederspannungsebene für die Netze und Zubauszenarien von Elektrofahrzeugen (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen aus Kapitel 4; wie stark sich diese zusätzlichen Netznutzungsentgelte auf einzelne Haushalte verschiedener Haushaltsgruppen für die mit  $\diamond$  gekennzeichneten Parameterkombinationen verteilen, ist in Kapitel 5.7 dargestellt.

## 5.6 Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf den Netzinvestitionsbedarf

### 5.6.1 Einleitung

Die Analysen aus Kapitel 5.3 zeigen, dass insbesondere die maximalen Leistungen, mit denen die Technologien mit dem Netz verbunden sind, einen wesentlichen Einfluss auf Netzüberlastungen haben. In Kapitel 5.4 ist der sich hieraus ergebende Netzinvestitionsbedarf in deutsche Niederspannungsnetze bis zum Jahr 2030 für die in Kapitel 4 entwickelten Szenarien dargestellt. In diesem Kapitel wird gezeigt wie der Investitionsbedarf von der PEV-Durchdringung und der Durchdringung von PV-Anlagen abhängig ist. Insbesondere wird dargestellt, in welchem Umfang Netzinvestitionen mit höherer Leistungsnachfrage durch PEVs unabhängig von der installierten Leistungen von PV-Anlagen – sowie vice versa – steigen.

### 5.6.2 Investitionsbedarf in Abhängigkeit der Photovoltaik-Durchdringung

Bei welcher PV-Durchdringung erster Investitionsbedarf besteht, ist in den untersuchten Netzen bei sehr unterschiedlich. Investitionen durch PV-Anlagen müssen von Verteilnetzbetreibern im vorstädtischen Netz mit mittlerer Netzempfindlichkeit getätigt werden, sobald dort 0,91 kWp PV-Leistung pro Person installiert sind. In diesem Netz besteht bei dieser PV-Durchdringung ein Investitionsbedarf von 189 Euro pro Person. Im Vergleich hierzu muss im ländlichen Netz erst bei einer PV-Durchdringung von 3,5 kWp pro Person in das Netz investiert werden. Der Investitionsbedarf beträgt dann 790 Euro pro Person.

Der Investitionsbedarf steigt mit höheren PV-Durchdringungen tendenziell an und ist auf Erzeugungsspitzen der Anlagen zurückzuführen. Über alle Netze betrachtet steigt der Investitionsbedarf um etwa 295 Euro pro kWp zusätzlich installierter PV-Leistung an (siehe. Abbildung 5.4).

In den untersuchten Netzen, Szenarien und Sensitivitäten aus Kapitel 4 steigen die durch PV-Anlagen hervorgerufen Investitionen um bis zu 2.370 Euro pro Person im ländlichen Netz an, falls dort 9,3 kWp installierte PV-Leistung pro Person installiert sind.

Leistungsnachfrage und Leistungserzeugung hat mit steigender Entfernung zum Ortsnetztransformator einen größeren Einfluss auf Netzspannungen. Daher sind Netze mit langen Ausläufern potenziell schon bei geringeren elektrischen Leistungen überlastet, was früher zu Netzinvestitionsbedarf führt. Da im ländlichen Netz die Entfernung der PV-Anlagen zum Ortsnetztransformator im Mittel kürzer als im vorstädtischen Netz ist, tritt im ländlichen Netz erst bei höherer Durchdringung von PV-Leistung Netzinvestitionsbedarf auf.

Hieraus folgt zudem, dass im vorstädtischen Netz der Netzinvestitionsbedarf mit höheren PV-Durchdringungen stärker als im ländlichen Netz ansteigt.

Im städtischen Netz sind maximal 0,08 kWp PV-Leistungen pro Person installiert, bei dieser Durchdringung muss nicht in das Netz investiert werden (vgl. auch Abbildung 4.4).

### **5.6.3 Investitionsbedarf in Abhängigkeit der Elektrofahrzeug-Durchdringung**

In den untersuchten Netzen aus Kapitel 4.2 mit mittlerer Netzeempfindlichkeit besteht erster Investitionsbedarf in das städtische Netz bereits bei PEV-Durchdringungen von 0,46 kW Inverterleistung pro Person. Bei dieser Durchdringung müssen ca. 135 Euro Netzinvestitionen pro Person im Netzgebiet getragen werden. Ähnlich verhält sich dies auch im vorstädtischen Netz. Dort tritt erster Netzinvestitionsbedarf ab 0,65 kW vorhandener Inverterleistung aller PEVs pro Person auf. Der Investitionsbedarf beträgt dann 398 Euro pro Person. Im ländlichen Netz muss ab 2,8 kW pro Person vorhandener Inverterleistung investiert werden. Pro Person müssen in diesem Fall 1.248 Euro aufgebracht werden.

Analog zur installierten PV-Leistung steigt auch der Investitionsbedarf mit höheren PEV-Durchdringungen tendenziell an. Über alle Netze betrachtet steigt der Investitionsbedarf mit 410 Euro pro zusätzlichem kW Inverterleistung im Netzgebiet. Im Gegensatz zum Investitionsbedarf, der sich durch PV-Anlagen in unterschiedlichen Netzen ergibt, steigt der Investitionsbedarf durch PEVs in etwa gleich über die verschiedenen Netze (vgl. Kapitel 5.6.2)

In den untersuchten Netzen, Szenarien und Sensitivitäten aus Kapitel 4 steigen die durch PEVs hervorgerufenen Investitionen um bis zu 2.731 Euro pro Person im vorstädtischen Netz an, falls dort 8,5 kW Inverterleistung von PEVs pro Person vertreten sind.

### **5.6.4 Vergleich zwischen Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen**

Erster Netzinvestitionsbedarf besteht ab ca. 0,9 kWp pro Person installierter PV-Leistung in Netzen mit mittlerer Netzeempfindlichkeit. Im Jahr 2016 liegt dieser Wert im 75%-Quantil für PV-Dachanlagenverteilung innerhalb von Deutschland (vgl. Abbildung 4.3). Daraus lässt sich grob abschätzen, dass über 75 % aller Niederspannungsnetze im Jahr 2016 keiner Überlastungssituation durch PV-Anlagen ausgesetzt sind.

In der Arbeit sind installierte Leistungen von PV-Anlagen dargestellt die mit höchstens 70 % ihrer Maximalleistung ins Netz speisen. Hierbei gleichen sich Leistungsnachfrage und Erzeugung in den Netzen teilweise aus. Die Ladeleistungen der PEVs werden, im Gegensatz zu den installierten PV-Leistungen,

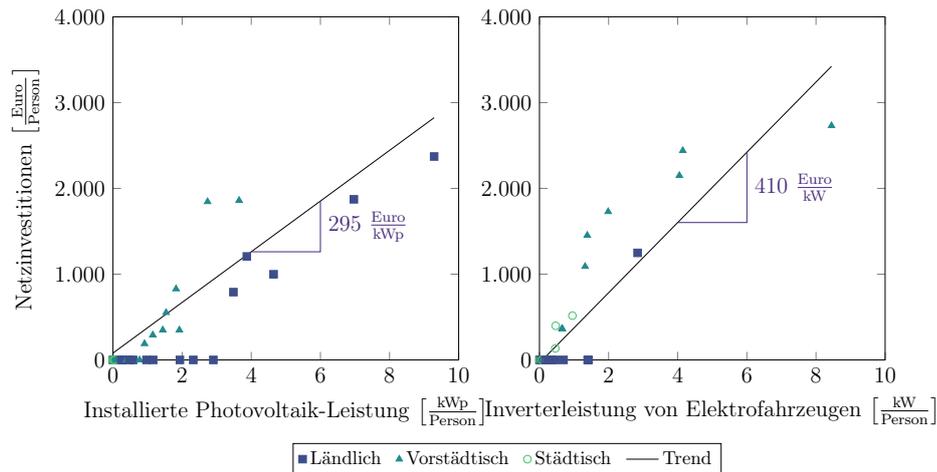


Abbildung 5.4: Investitionsbedarf pro Person in Abhängigkeit der installierte Photovoltaik (PV)-Leistung pro Person (links) und der vorhandenen Inverterleistung von Elektrofahrzeugen (PEVs) pro Person (rechts) nach den Netzgebieten aus Kapitel 4.2 differenziert.

Links sind Sensitivitäten ohne PEVs auftragen, rechts Sensitivitäten ohne PV-Anlagen.

nicht reduziert. Für jedes zusätzliche kW Inverterleistung steigen der Netzinvestitionsbedarf um ca. 410 Euro pro Person an. Jede Investition durch PV-Einspeisung erhöht gleichzeitig auch die Netzkapazität für Ladevorgänge durch PEVs. Daher können die hier gezeigten steigenden Investitionen durch PEVs und PV-Anlagen nicht addiert werden, um die Gesamtinvestitionen für andere Netze abzuschätzen.

Aus der Betrachtung folgt, dass der Netzinvestitionsbedarf in deutsche Niederspannungsnetze stark ansteigt, sobald sich die PV-Durchdringung in ländlichen und vorstädtischen Netzen weiter erhöht. In ländlichen Netzen sind im Jahr 2016 im Mittel 420 Wp PV-Leistung pro Person installiert. Verdoppelt sich dieser Wert, sind in etwa 50 % aller Netze an der Belastungsgrenze. In Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte sind im Mittel 168 Wp PV-Leistung pro Person im Jahr 2016 installiert. Hieraus folgt, dass ca. 50 % aller deutschen Niederspannungsnetze in Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte an der Belastungsgrenze sind, falls sich die PV-Durchdringung in diesen Regionen in etwa verfünffacht. Gleichzeitig zeigt sich, dass sehr hohe Integrationspotenziale von PV-Leistung in städtischen Regionen bestehen, da in keinem der untersuchten Szenarien PV-Einspeisung Netzinvestitionsbedarf im untersuchten städtischen Netz hervorruft (vgl. Abbildung 5.4 und Abbildung 4.3).

In der Studie werden PV-Durchdringungen von bis zu 9,3 kWp pro Person und PEV-Durchdringung von bis zu 8,5 kW pro Person untersucht, die erhebliche Investitionen hervorrufen (siehe Abbildung 5.2 und Abbildung 5.4).

Der Investitionsbedarf würde mit höheren Durchdringungen und höheren installierten Leistungen der PV-Anlagen weiter steigen, höhere spezifische PV-Durchdringungen werden in der Arbeit allerdings nicht untersucht (siehe Abbildung 4.4 und 5.4).

Entscheidend für den Netzinvestitionsbedarf sind nicht nur die Leistungen, sondern insbesondere auch wann, wo und bei welcher Netzempfindlichkeit<sup>1</sup> die Leistungen am Netz nachgefragt oder eingespeist werden. Aufgrund der Unterschiede dieser Parameter innerhalb der untersuchten Netze steigt der Investitionsbedarf im vorstädtischen Netz mit steigender PV- und PEV-Durchdringung tendenziell stärker an als im ländlichen und insbesondere auch stärker als im städtischen Netz. Im vorstädtischen Netz konzentrieren sich PEVs und PV-Anlagen in einzelnen Strängen. Aufgrund des ohmschen Gesetzes steigt der Einfluss von elektrischer Erzeugung und Nachfrage auf den Netzzustand mit der Entfernung vom Netztransformator. Somit ist nicht nur entscheidend, in welchem Strang PV-Anlagen und PEVs elektrische Energie erzeugen und nachfragen, sondern auch wo sie dies im Strang tun. Dies führt im untersuchten vorstädtischen Netz früher zu Netzüberlastungen als im ländlichen und städtischen Netz.

## 5.7 Haushaltsgruppenanalyse

### 5.7.1 Einleitung

Investitionen in elektrische Niederspannungsnetze werden ausschließlich auf die nachgefragte Energie im jeweiligen Netzgebiet, in dem die Investition anfällt, umgelegt. Da eigenverbraucher PV-Strom die nachgefragte Energiemenge, die aus dem Netz bezogen wird, reduziert, steigen durch eigenverbrauchten PV-Strom die spezifischen NNE. Gleichzeitig können PV-Anlagen Netzinvestitionsbedarf hervorrufen. Somit können Haushalte mit eigenverbrauchtem PV-Strom Netzinvestitionsbedarf hervorrufen, den dann Haushalte die über keine PV-Anlage verfügen, in hohem Umfang tragen müssen.

Haushalte mit PEVs können Netzüberlastungen und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf hervorrufen. Gleichzeitig erhöhen diese Haushalte durch ihre Fahrzeuge auch ihren Energiebedarf, beziehen somit potentiell mehr elektrische Energie vom Netz und tragen somit einen höheren Teil des anfallenden Netzinvestitionsbedarfs.

In diesem Kapitel analysieren wir diese Effekte für vier verschiedene Haushaltsgruppen innerhalb der untersuchten Netze. Jeweils eine Gruppe bilden Haushalte, die über ein PEV, allerdings über keine PV-Anlage verfügen<sup>2</sup>, Haushalte, die über kein PEV, dafür aber über eine PV-Anlage verfügen<sup>3</sup>, Haushalte

---

<sup>1</sup>Als *Netzempfindlichkeit* ist in dieser Studie die Kabel- und Leitungslänge pro Hausanschluss in einem Netzgebiet definiert.

<sup>2</sup>HH<sub>mit PEV, ohne PV-Anlage</sub>

<sup>3</sup>HH<sub>ohne PEV, mit PV-Anlage</sub>

te, die über beide Technologien verfügen<sup>4</sup> oder über keine der Technologien<sup>5</sup> verfügen. Dargestellt wird jeweils ein Durchschnittshaushalt seiner Gruppe.

Die Höhe der Investitionen, die jeder Haushalt tragen muss, entsteht durch die spezifischen NNE aus Kapitel 5.5 und verteilt sich auf Haushalte der verschiedenen Haushaltsgruppen unterschiedlich stark. Welche Investitionen ein Haushalt tragen muss, wird hier für vier verschiedene Sensitivitäten in allen Netzen für alle Zubauszenarien dargestellt. Es wird der Fall dargestellt, dass PEVs mit 10,8 kW elektrischer Leistung Energie beziehen und die installierte Leistung jeder PV-Anlage 6 kWp beträgt. Zudem wird der Fall gezeigt, dass PEVs mit 22 kW laden und alle PV-Anlagen über eine installierte Leistung von 48 kWp verfügen. Zudem werden die Fälle dargestellt, dass PEVs mit 22 kW laden und keine PV-Anlagen mit dem Netzen verbunden sind und dass die installierte Leistung aller PV-Anlagen 48 kWp beträgt und keine PEVs mit den Netzen verbunden sind. Die vier Sensitivitäten sind für alle Zubauszenarien und Netze in Abbildung 5.2 und 5.3 mit  $\diamond$  gekennzeichnet. Der Investitionsbedarf, den ein Durchschnittshaushalt der jeweiligen Haushaltsgruppe aufbringen muss, ist in Abbildung 5.5 zusammenfassend dargestellt.

### 5.7.2 Referenzzubauszenario

Haushalte im untersuchten ländlichen Netz müssen zusätzliche Netzinvestitionen bei hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen tragen, da der zuständige VNB in diesem Fall neue Kabel im Netz zubaut. Bei hohen Ladeleistungen von PEVs besteht kein Netzinvestitionsbedarf und somit auch keine finanziellen Belastungen für die Haushalte. Falls alle PV-Anlagen mit 48 kWp installierter Leistung ausgestattet sind und einige Haushalte über PEVs verfügen, trägt ein Haushalt ohne PEV und PV-Anlage ca. 3.000 Euro der Netzinvestitionen. Falls keine PEVs mit dem ländlichen Netz verbunden sind, trägt derselbe Haushalt für den selben Umfang an installierter PV-Anlagenleistung im Netzgebiet ca. 3.500 Euro der Netzinvestitionen. Somit profitieren in diesem Netz Haushalte ohne PEV, falls andere Haushalte ein PEV nutzen und somit das Netz besser auslasten, ohne es zu überlasten. Haushalte mit PV-Anlage profitieren vom regulatorischem Rahmen und der damit verbundenen Verteilung von NNE. Sie tragen mit ca. 1.300 Euro, falls PEVs mit dem Netz verbunden sind und mit 1.500 Euro, falls keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, einen deutlich geringeren Anteil des gesamten Netzinvestitionsbedarfs.

Für alle Haushalte im vorstädtischen Netz bestehen potentiell höhere Belastungen, da es hier schon bei geringen installierten Leistungen von PV-Anlagen und bei geringen Ladeleistungen von PEVs zu Netzinvestitionsbedarf kommt. Somit ist es wahrscheinlich, dass es für Haushalte in diesem Netzgebiet zu finanziellen Belastungen bis zum Jahr 2030 kommt. Für das Referenzszenario mit 6 kWp installierter Leistung jeder PV-Anlage und 10,8 kW Ladeleistung der

---

<sup>4</sup>  $\square$   $\square$  HH<sub>mit PEV, mit PV-Anlage</sub>

<sup>5</sup>  $\square$   $\square$  HH<sub>ohne PEV, ohne PV-Anlage</sub>

## 5 Techno-Ökonomische Bewertung

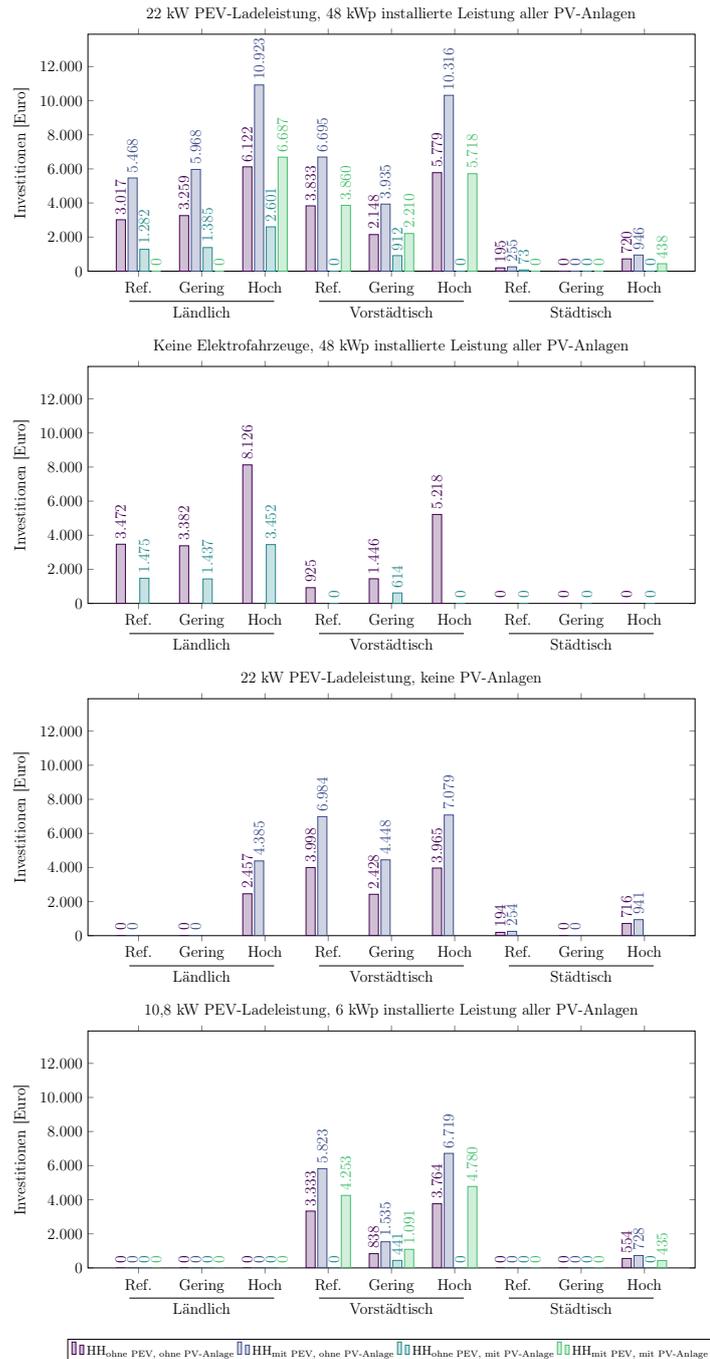


Abbildung 5.5: Verteilung der Netzinvestitionen für einen Durchschnittshaushalt der vier Haushaltsgruppen (Haushalt (HH) ohne Photovoltaik (PV)-Anlage und Elektrofahrzeug (PEV)  $\square$ ; Haushalt mit PEV, aber ohne PV-Anlage  $\square$ ; Haushalt mit PV-Anlage, aber ohne PEV  $\square$ ; Haushalt mit PEV und PV-Anlage  $\square$ ). Die Gesamtinvestitionen im Netzgebiet sind in Abbildung 5.2 dargestellt, zusätzliche Netznutzungsentgelte durch Netzinvestitionsbedarf sind in Abbildung 5.3 dargestellt.

PEVs müssen Haushalte ohne PEV und PV-Anlage ca. 3.300 Euro aufbringen. Jeder Haushalte mit PEV trägt im Durchschnitt ca. 5.800 Euro der Netzinvestitionen. Haushalte mit PEV und PV-Anlage werden mit ca. 4.250 Euro belastet. Höhere Ladeleistungen von PEVs führen für alle Haushalte zu höheren finanziellen Belastungen, da die gesamte Netzinvestitionen entsprechend höher sind (vgl. Abbildung 5.2). Falls keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, die installierte Leistung der PV-Anlagen allerdings 48 kWp beträgt, bestehen mit ca. 900 Euro für Haushalte ohne PV-Anlage und mit ca. 400 Euro für Haushalte mit PV-Anlage, deutlich geringere finanzielle Belastungen.

Im städtischen Netz besteht im Referenzszenario nur Ausbaubedarf, falls PEVs mit hohen Ladeleistungen elektrische Energie vom Netz beziehen. In diesem Fall liegen die gesamten Investitionen bei 161.000 Euro (vgl. Abbildung 5.2). Diese Investition wird auf 800 Haushalte verteilt. Ein Haushalt ohne PEV und PV-Anlage trägt hiervon ca. 190 Euro, ein Haushalt mit PEV trägt ca. 250 Euro und ein Haushalt mit PV-Anlage ca. 70 Euro. Die finanziellen Belastungen für jeden Haushalt sind somit im untersuchten städtischen Netz deutlich geringer als im untersuchten vorstädtischen Netz. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass im städtischen Netz weniger Kabellänge pro Hausanschluss verlegt ist, die verlegten Kabel einen höheren Leiterquerschnitt als im vorstädtischen Netz aufweisen und gleichzeitig das vorstädtische Netz stärker von PV- und PEV-Leistung durchdrungen ist (vgl. Kapitel 4.2 und Abbildung 4.4).

### 5.7.3 Geringes Zubauszenario

Die finanziellen Belastungen sind für alle Haushaltsgruppen im ländlichen Netz für das geringe Zubauszenario in etwa mit den finanziellen Belastungen auf dem Referenzszenario vergleichbar.

Im vorstädtischen Netz unterscheiden sich die finanziellen Belastungen im Szenario mit geringem Zubau für alle Haushaltsgruppen vom Referenzszenario. Die finanziellen Belastungen können für den einzelnen Haushalt im Vergleich zum Referenzszenario sowohl niedriger als auch höher sein. Für den Fall, dass alle PEVs mit 22 kW laden und 48 kWp PV-Anlagen installiert sind, sind die finanziellen Belastungen für die Haushalte im geringen Zubauszenario geringer als im Referenzfall. Für den Fall, dass keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, sind hingegen die Haushalte im Referenzfall geringeren finanziellen Belastungen ausgesetzt als im niedrigen Zubauszenario, da so vergleichsweise mehr Haushalte mit PV-Anlagen ausgestattet sind und diese geringere Anteile der Netzinvestitionen tragen, müssen Haushalte ohne PV-Anlage hier höhere Anteile der Netzinvestitionen tragen. Der Investitionsbedarf ist für jeden Haushalt im städtischen Netz für das geringe Zubauszenario nochmal etwas höher, falls PEVs mit 22 kW laden und keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden sind. In diesem Fall sind keine PV-Anlagen mit dem Netz verbunden, die Netzinvestitionsbedarf treiben können und die Energiemenge reduzieren, auf die die

Netzinvestitionen umgelegt werden können. Gleichzeitig ist hier der absolute Netzinvestitionsbedarf am höchsten, den die Haushalte über NNE tragen. Von beiden Effekten dominiert der absolute Investitionsbedarf bezüglich der finanziellen Belastungen für die einzelnen Haushalte. Ladeleistungen aller PEVs von 10,8 kW und installierte Leistungen von 6 kWp aller PV-Anlagen führen zu geringeren absoluten Netzinvestitionen und somit zu geringeren finanziellen Belastungen, die die einzelnen Haushalte tragen müssen.

In keinem der untersuchten Fälle fallen im städtischen Netz im niedrigen Zubauszenario Netzinvestitionen an. Somit muss auch kein Haushalt zusätzliche Investitionen tragen. Die Haushalte der verschiedenen Gruppen sind somit gleichgestellt.

#### **5.7.4 Hohes Zubauszenario**

Im hohen Zubauszenario bestehen für alle Haushaltsgruppen potenziell die höchsten finanziellen Belastungen. Keine finanziellen Belastungen treten lediglich für zwei in Abbildung 5.5 dargestellten Fälle auf (im ländlichen Netz bei Ladeleistungen von 10,8 kW aller PEVs und 6 kWp installierter Leistung aller PV-Anlagen, sowie im städtischen Netz, falls dort keine PEVs vertreten sind). Für alle anderen betrachteten Fälle muss in die Netze investiert werden.

Im ländlichen Netz können bei hohen Ladeleistungen von 22 kW aller PEVs und hohen installierten Leistungen (48 kWp) aller PV-Anlagen die Nutzer mit PEVs mit über 10.000 Euro sehr stark finanziell belastet werden. Hier führen insbesondere hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen zu einem hohen absoluten Investitionsbedarf in das ländliche Netz. Die Investitionen müssen vornehmlich Haushalte tragen, die über keine PV-Anlage verfügen. Falls keine PEVs im Netz vertreten sind, muss jeder dieser Haushalte ca. 8.000 Euro Netzinvestitionen tragen, während ein vergleichbarer Haushalt mit PV-Anlage mit 3.500 Euro deutlich geringer belastet wird. Sind im Netz Haushalte mit PEVs vertreten, sinken die finanziellen Belastungen für Haushalte ohne PEVs, da der gesamte elektrische Energiebezug aus dem Netz steigt und somit die spezifischen NNE sinken (vgl. Kapitel 5.5).

Für das vorstädtische Netz befinden sich die finanziellen Belastungen im hohen Zubauszenario für alle Haushaltsgruppen bei hohen Ladeleistungen von PEVs und hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen in derselben Größenordnung wie für vergleichbare Haushaltsgruppen im ländlichen Netz. In das untersuchte vorstädtische Netz muss allerdings im hohen Zubauszenario schon bei geringeren Ladeleistungen aller PEVs und bei geringeren installierten Leistungen aller PV-Anlagen investiert werden. Somit müssen die Haushalte früher den Investitionsbedarf ins Netz tragen. Bei hohen installierten Leistungen aller PV-Anlagen und keinen PEVs im Netzgebiet fallen die finanziellen Belastungen für alle Haushaltsgruppen jedoch geringer aus als im ländlichen Netz. Bei hohen Ladeleistungen von PEVs und keinen PV-Anlagen sind Haushalte

te im vorstädtischen Netz jedoch stärker finanziell belastet als vergleichbare Haushalte im ländlichen Netz.

## 5.8 Wirkung der Netzauslastung auf die Netznutzungsentgelte

### 5.8.1 Einleitung

In diesem Kapitel wird der Einfluss des veränderten Energiebezugs aus elektrischen Netzen durch Ladevorgänge von PEVs und eigenverbraucher Energie aus PV-Anlagen auf bestehende NNE dargestellt. Zusätzliche NNE durch nötigen Netzinvestitionsbedarf sind in Kapitel 5.4 bis 5.7 analysiert und werden von der Betrachtung in diesem Kapitel ausgenommen.

Aus den Szenarien aus Kapitel 4 folgen stark unterschiedliche Netzauslastungen bis zum Jahr 2030. Durch PEVs erhöht sich die nachgefragte Energiemenge in den Netzgebieten, mit denen die Fahrzeuge verbunden sind. Dadurch werden Netze zunächst, bevor es zu Netzüberlastungen kommt, besser ausgelastet und senken bestehende NNE. PV-Anlagen haben den gegenseitigen Effekt, da durch diese Anlagen Haushalte ihren Eigenversorgungsanteil erhöhen und somit ihren Energiebezug vom elektrischen Netz reduzieren. Der gesamte Energiebezug in einem Netzgebiet reduziert sich in etwa um die aggregierte Eigenversorgung aller Haushalte in diesem Netzgebiet. Als Folge sinkt die Netzauslastung um diesen Wert und die bestehende NNE steigen mit der reduzierten Netzauslastung an.

Im Folgenden wird gesondert für das Referenzszenario, das Szenario mit niedrigem und für das Szenario mit hohem Zubau von PEVs und PV-Anlagen aus Kapitel 4 dargestellt, welchen Einfluss Ladevorgänge durch PEVs und eigenverbraucher PV-Strom auf die Netzauslastung und NNE haben.

### 5.8.2 Referenzzubauszenario

Im Referenzszenario führen der zusätzliche Energiebedarf von PEVs am ländlichen Netz zu einer verbesserten Netzauslastung von 13 %. Dies reduziert bestehende NNE auf 88,5 %. Durch PV-Anlagen werden dem Netz um 11,4 % geringere Energiemengen entnommen. Hierdurch steigen in diesem Netz NNE auf 113 % des Ursprungwertes an. Für die kombinierte Betrachtung aus PEVs und PV-Anlagen steigt die Netzauslastung geringfügig um 1,6 %.

Die Kompensation von erhöhter Nachfrage durch PEVs und reduziertem Energiebezug durch PV-Anlagen findet im vorstädtischen Netz innerhalb des Referenzszenario nicht statt. Hier steigt die Energienachfrage durch PEVs mit 34,4 % erheblich. Die installierte PV-Leistung hingegen reduziert die Netzauslastung um vergleichsweise geringe 4,7 %. Eine kombinierte Betrachtung beider Technologien führt zu einer gesteigerten Netzauslastung von 29,6 %. Die NNE

reduzieren sich in diesem Fall durch die zusätzlich Energienachfrage von PEVs auf 74,4 %. Durch erhöhten Eigenverbrauch mittels PV-Anlagen erhöhen sich NNE auf 105 % und sinken, falls beide Technologien gemeinsam betrachtet werden, auf 77,1 %.

Für das städtische Netz haben sowohl die PEVs als auch PV-Anlagen einen geringen Einfluss auf die Netzauslastung. Im Referenzfall steigt die Netzauslastung durch PEVs um ca. 4 % und reduziert die NNE auf 96,3 %. Die vergleichsweise geringe PV-Anlagendurchdringung führt zu einer um 0,3 % geringeren Netzauslastung und folglich zu Netznutzungsentgelten die um 0,3 % über dem Referenzwert liegen. Werden beide Technologien betrachtet, steigt die Netzauslastung geringfügig um 3,6 % und infolgedessen reduzieren sich die NNE auf 96,5 % des Referenzwertes.

### 5.8.3 Geringes Zubauszenario

Falls sich PEVs und PV-Anlagen nach den Annahmen des geringen Zubauszenarios aus Kapitel 4 verbreiten, steigt die Netzauslastung im ländlichen Netz durch PEVs geringfügig um 3,3 %. PV-Anlagen haben diesen Fall mit einer verringerten Netzauslastung von 9,5 % einen wesentlich größeren Effekt. Bei der Betrachtung beider Technologien sinkt die Netzauslastung um 6,1 %. Der zusätzliche Energiebedarf durch PEVs führt zu ca. 97 % der NNE, die ohne die Fahrzeuge bestehen würden. Durch zusätzlichen Eigenverbrauch der durch PV-Anlagen ermöglicht wird, steigen die NNE auf 110,5 %. Wird die Nachfrage durch PEVs und die Erzeugung durch PV-Anlagen kombiniert betrachtet, steigen die NNE auf 106,5 %.

Innerhalb des geringen Zubauszenarios steigt die Netzauslastung im vorstädtischen Netz um 12,2 %. Hierdurch sinken die NNE auf ca. 90 %. PV-Anlagen verringern die Netzauslastung um ca. 4 % und erhöhen die NNE ebenfalls um ca. 4 %. Beide Technologien zusammen lasten das Netz um 8,4 % besser aus und reduzieren hierdurch die NNE auf 92,3 % des Ursprungwertes.

Im städtischen Netz ist die Veränderung der Netzauslastung und von bestehenden Netznutzungsentgelten am geringsten. Im geringen Zubauszenario steigt durch zusätzliche Nachfrage durch PEVs die Netzauslastung um 1,4 % und reduziert bestehende NNE hierdurch auf ca. 99 %. Eigenverbrauch durch die PV-Anlage hat einen noch geringeren Effekt, durch die Anlage sinkt die Netzauslastung um lediglich 0,3 % und führt dazu, dass die NNE um denselben Wert ansteigen. Erzeugung elektrischer Energie durch PV-Anlagen und elektrische Energienachfrage durch PEVs führt zu einer erhöhten Netzauslastung von 1,1 % und zu Netznutzungsentgelten von ca. 99 %.

### 5.8.4 Hohes Zubauszenario

Insbesondere die vom Netz entnommene Energiemenge im vorstädtischen Netz erhöht sich durch Ladevorgänge von PEVs. Im hohen Zubauszenario von PEV

steigt die Netzauslastung um ca. 72 %. In diesem Szenario sind insbesondere bei hohen Ladeleistungen der Fahrzeuge hohe Netzinvestitionen nötig (vgl. Kapitel 5.4), ohne diesen Effekt würden die NNE allerdings auf ca. 58 % des Wertes ohne PEVs sinken. Im selben Zubauszenario führen PV-Anlagen dazu, dass 9 % weniger Energie vom Netz bezogen werden. Hieraus folgt, dass die bestehenden NNE in diesem Netzgebiet um ca. 10 % steigen. PV-Anlagen kombiniert mit PEVs führen im vorstädtischen Netz im hohen Zubauszenario dazu, dass die NNE auf 61 % sinken, da das Netz um 63 % besser ausgelastet ist.

Im ländlichen Netz beim hohen Zubauszenario kompensieren höhere Netzauslastungen durch PEVs in etwa die verringerte Entnahme durch PV-Anlagen. Wird der Effekt von beiden Technologien berücksichtigt, steigt die Netzauslastung um ca. 3 % und die NNE sinken um ca. 3 %. Ohne PV-Anlagen würde die Netzauslastung durch alle PEVs um 26 % ansteigen und durch PV-Anlagen um 22,7 % sinken. Beide Technologien separat betrachtet haben einen erheblichen Einfluss auf bestehende NNE, PEVs würden NNE um 20 % senken, PV-Anlagen würden diese um 30 % erhöhen.

Der Einfluss von eigenversorgter PV-Energie und nachgefragter Energie durch Ladevorgänge von PEVs auf die Energienachfrage im städtische Netz ist deutlich geringer als im vorstädtischen und im ländlichen Netz. Aufgrund der geringen Durchdringung von PV-Anlagen, hat diese Technologie im städtischen Netz einen geringen Einfluss auf den Energiebezug und somit auch auf bestehende NNE (vgl. Abbildung 4.4). PEVs können im hohen Zubauszenario das städtische Netz um 8 % besser auslasten und NNE auf 92 % im Vergleich zu dem Fall, dass keine PEVs mit dem Netz verbunden sind, senken (siehe Abbildung 5.6).

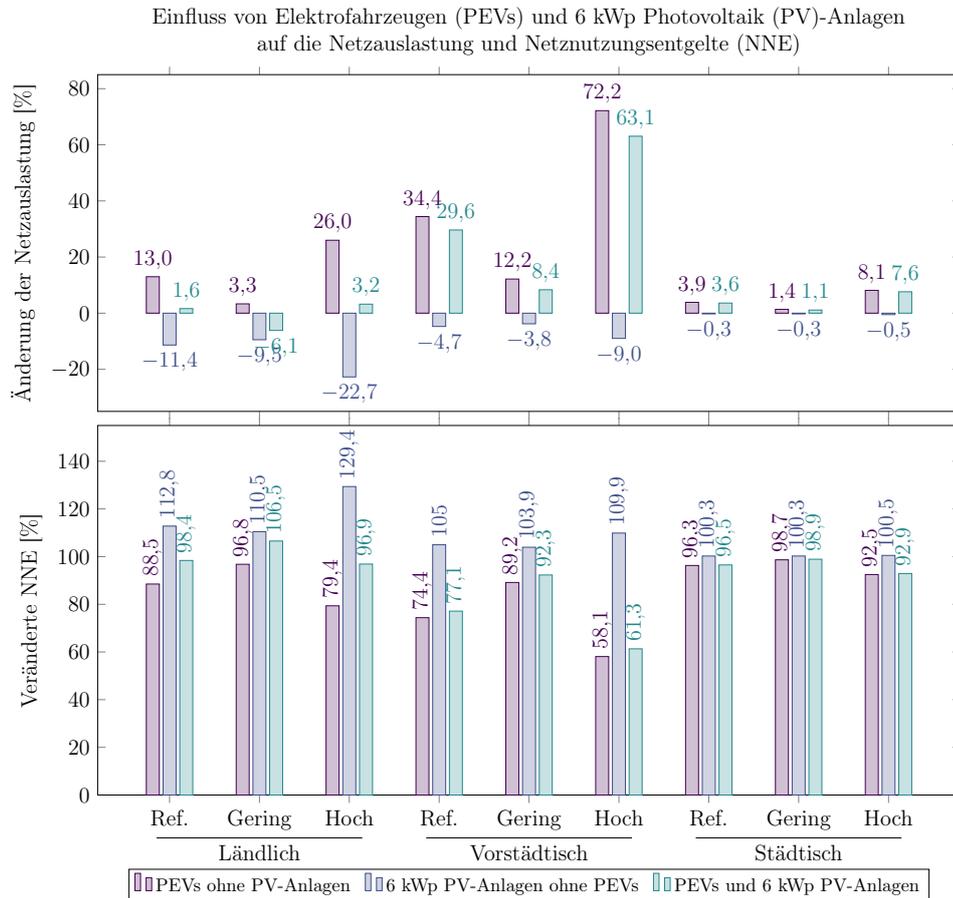


Abbildung 5.6: Änderung der Netzauslastung durch Elektrofahrzeuge (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie sich daraus ergebende veränderte Netznutzungsentgelte (NNE), differenziert nach den Szenarien und Netzen aus Kapitel 4.2.

# 6 Schlussfolgerungen und kritische Würdigung

## 6.1 Schlussfolgerungen

### 6.1.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 5 anhand drei wesentlicher Punkte diskutiert und Schlussfolgerungen gezogen. Zunächst wird in Kapitel 6.1.2 der Einfluss von Elektrofahrzeugen (PEVs) und Photovoltaik (PV)-Anlagen auf die Finanzierung der Niederspannungsnetze aus Kapitel 4.2 beschrieben. Anschließend werden die regionalen Unterschiede innerhalb der untersuchten Netzregionen dargestellt. Abschließend werden finanzielle Auswirkungen von PEVs und PV-Anlagen auf Haushalte der Haushaltsgruppen aus Kapitel 5.7 diskutiert und Schlussfolgerungen gezogen.

### 6.1.2 Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen

Die Analysen zeigen, dass die Zeitpunkte der Nachfrage durch Ladevorgänge von PEVs und die dezentrale Einspeisung durch PV-Anlagen innerhalb von Wohngebieten in der Regel nicht zusammenfallen. Als Folge stellen sich, unabhängig von höherer PV-Durchdringung, bei höherer PEVs-Durchdringung – sowie vice versa – höhere Netzbelastungen ein (siehe Abbildung 5.1). Kompensationseffekte zwischen Energienachfrage durch PEVs und dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen können in den Netzen auftreten, sind durch unkontrollierte Ladevorgänge der PEVs allerdings nicht gesichert. Beispielsweise kann sich im untersuchten städtischen Netz die maximale Spannungsabweichung um 0,1 %<sup>1</sup> reduzieren, falls die installierte Leistung aller PV-Anlagen von 24 kWp auf 36 kWp erhöht wird. Allerdings treten in den allermeisten Fällen an den Netzen keine Kompensationseffekte zwischen zusätzlicher Nachfrage durch PEVs und zusätzlicher Erzeugung durch PV-Anlagen auf (siehe Kapitel 5.3 und Abbildung 5.1). Für die in der Studie untersuchten Netze bestimmen daher entweder die kumulierte Leistungsnachfrage von PEVs oder die kumulierte eingespeiste Leistung aller PV-Anlagen, auf welchen Fall das entsprechende Netz ausgelegt werden muss. Hieraus folgt innerhalb dieser Studie einmal mehr, dass elektrische Niederspannungsnetze entweder auf Nachfragespitzen oder auf Erzeugungsspitzen ausgelegt werden müssen. Alternativ

---

<sup>1</sup>Bezogen auf den Nennwert der Netzspannung

besteht die Möglichkeit, die Nachfrage an die dargebotsabhängige Erzeugung anzupassen, dies muss dann allerdings für alle Zeitpunkte gesichert sein. Die Option, die elektrische Nachfrage an die Erzeugung anzupassen, wird in der Studie nicht untersucht.

Leistungsnachfrage und Erzeugung durch PV-Anlagen und PEVs an elektrischen Netzen kann potenziell zu Netzüberlastungen führen. Erste Überlastungen durch Ladevorgänge von PEVs treten bereits bei geringen Ladeleistungen von 3,6 kW Leistung auf, falls sich die Fahrzeuge so stark verbreiten, dass ca. ein Drittel aller Fahrzeuge im Netz PEVs sind. Bei einer PEV-Durchdringung von ca. 10 % treten erste Netzüberlastungen bei Ladeleistungen von 10,8 kW auf. Falls alle Fahrzeuge mit 22 kW Energie vom Netz beziehen, sind Netze ab einer Durchdringung von ca. 3 % an der Belastungsgrenze. Durch PV-Anlagen treten erste Überlastungen auf, sobald ca. 80 % alle Haushalte über eine 6-kWp-PV-Anlage verfügen (siehe Kapitel 5.3 und Kapitel 4.4). Die sich daraus ergebenden finanziellen Folgen sind in Kapitel 5.4 bis 5.6 dargestellt.

Ab einer kritischen Durchdringung der im Netz vorhandenen Inverterleistung aller PEVs oder ab einer kritischen Durchdringung der im Netz vorhandenen installierten PV-Leistung sind Netze überlastet. An Netzen mit mittlerer *Netzempfindlichkeit*<sup>2</sup> treten *spannungsbedingte Netzüberlastungen*<sup>3</sup> ab ca. 0,9 kWp installierter PV-Leistung pro Person oder ab 0,46 kW vorhandener PEV-Inverterleistung pro Person in den untersuchten Netzen auf. Ab diesen Werten kann erster Netzinvestitionsbedarf bestehen (vgl. Kapitel 5.6, siehe Abbildung 5.4).

Mit steigender PV- und/oder PEV-Durchdringung steigt der Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. Falls Einspeisung durch PV-Anlagen der kritische Auslegungsfall ist, steigt der Investitionsbedarf um ca. 300 Euro pro zusätzlich installiertem kWp PV-Leistung. Falls hingegen die Nachfrage durch PEVs der kritische Auslegungsfall des Netzes ist, steigt der Investitionsbedarf um ca. 400 Euro für jedes kW zusätzliche Inverterleistung in den untersuchten Netzgebieten (siehe Abbildung 5.4).

In den untersuchten Netzregionen führen PEVs zu verbesserter Netzauslastung<sup>4</sup>. Beispielsweise erhöhen PEVs im vorstädtischen Netz innerhalb des geringen Zubauszenarios die nachgefragte Energie um über 12 % und senken somit vorhandene NNE auf ca. 89 %<sup>5</sup>. Bei geringen Ladeleistungen der Fahrzeuge besteht hier kein zusätzlicher Netzinvestitionsbedarf. In diesem Fall führt der erhöhte Energiebezug durch die Fahrzeuge zu einer finanziellen Entlastung aller anderen Netzteilnehmer die NNE in der Netzregion zahlen.

---

<sup>2</sup>Als *Netzempfindlichkeit* ist in dieser Studie die Kabel- und Leitungslänge pro Hausanschluss in einem Netzgebiet definiert.

<sup>3</sup>Eine *spannungsbedingte Netzüberlastung* tritt auf, sobald die Netzspannung der untersuchten Niederspannungsnetze an einem Netzanschlusspunkt unter oder über 4 % des Nennwerts der Netzspannung liegt.

<sup>4</sup>Als Netzauslastung ist die gesamte Energie, die über ein Jahr in einem Netzgebiet entnommen wird, definiert.

<sup>5</sup>Als Referenzwert wird die Auslastung ohne PEVs und PV-Anlagen herangezogen.

Generell hat eingespeiste Energie, beispielsweise durch PV-Anlagen, den gegenseitigen Effekt. Im Gegensatz zu der Energienachfrage durch PEVs führt die Energieerzeugung durch PV-Anlagen zu einer geringeren Netzauslastung, da ein Teil des Energiebedarfs über Eigenverbrauch gedeckt wird und hierdurch wiederum alle anderen Netzteilnehmer einen höheren Anteil der Netzkosten tragen müssen. Im geringen Zubauszenario sinkt beispielsweise die Netzauslastung durch PV-Anlagen um 9,5 % im untersuchten ländlichen Netz. Unter der Annahme, dass die Kosten des Verteilnetzbetreibers in etwa gleich bleiben, müssen auf jede nachgefragte kWh im Netzgebiet um 10 % höhere NNE entrichtet werden. Hierdurch sind insbesondere Haushalte mit hoher Energienachfrage, beispielsweise solche mit einem PEV, benachteiligt.

### 6.1.3 Netzregionen

Die installierte PV-Leistung innerhalb verschiedener deutscher PLZ-Gebieten variiert stark. Im Jahr 2016 sind in PLZ-Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte bis zu 2,23 kWp PV-Leistung pro Person auf Gebäuden installiert. In PLZ-Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte sind es bis zu 8 kWp pro Person auf Gebäuden. In Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte sind es hingegen maximal 163 Wp pro Person. Durchschnittlich sind ca. 0,3 kWp PV-Leistung pro Person in Deutschland auf Gebäuden installiert (vgl. Abbildung 4.4 und Tabelle 4.6). Falls das Ziel der Bundesregierung, jährlich 2,5 GW PV-Leistung zu installieren, erfüllt wird und der Zubau in den einzelnen Regionen dem Zubau der letzten Jahre folgt<sup>6</sup> wird dieser Wert im Jahr 2030 auf über 0,65 kWp PV-Leistung pro Person steigen. Dann überschreiten fast 50 % aller PLZ-Gebieten in gering besiedelten Regionen eine PV-Durchdringung von 0,9 kWp pro Person. Wie in Kapitel 5.6 gezeigt, können bereits ab diesem Wert in Netzen mit mittlerer *Netzempfindlichkeit*<sup>2</sup> Überlastungen und der damit verbundene Investitionsbedarf auftreten. Neben ländlichen Niederspannungsnetzen sind zudem Netze in Gebieten mit mittlerer Bevölkerungsdichte verstärkt mit hohen Erzeugungsspitzen durch PV-Anlagen konfrontiert (vgl. Abbildung 4.4 und Tabelle 4.6).

Wie stark PV-Einspeisung auf die Netzauslastung, die Veränderung von bestehenden Netznutzungsentgelten und die Verteilung von zusätzlichem Netzinvestitionsbedarf durch NNE einwirkt, ist von der Durchdringung dieser Anlagen in den jeweiligen Netzgebieten abhängig. In Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte führen PV-Anlagen zu geringen Veränderungen. Die Netzauslastung sinkt dort im hohen Zubauszenario mit 6 kWp installierter Leistung jeder PV-Anlage um 0,5 %, bestehende NNE steigen hierdurch um 0,5 %. Im ländlichen Netz wirkt sich die eingespeiste Leistung durch PV-Anlagen 40-mal stärker auf die Netzauslastung aus. In diesem Fall sinkt die Auslastung um über 22 % und NNE würden in Folge auf 130 % ansteigen.

---

<sup>6</sup>Dies ist innerhalb der Studie im hohen Zubauszenario abgebildet.

Netzbe- und überlastungen sind insbesondere in ländlichen Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte stark von der Durchdringung von PV-Anlagen und PEVs abhängig. Für das innerhalb der Studie untersuchte Szenario mit geringem Zubau sowie im Referenzfall besteht nur bei sehr hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen Netzinvestitionsbedarf. Gleichzeitig steigen im ländlichen Netz im hohen Zubauszenario die spezifischen NNE mit bis zu 5 Cent pro kWh alleine durch zusätzlichen Netzinvestitionsbedarf am stärksten an. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Energiemenge, auf die die Investitionen verteilt werden, im Vergleich zu den anderen untersuchten Netzen gering ist. Kleine Änderungen der Netzinvestitionen haben daher einen großen Einfluss auf die spezifischen NNE. Im städtischen Netzen mit hoher Bevölkerungsdichte bestehen hohe Integrationspotenziale von PV-Anlagen, da dort nur bei sehr hohen Anlagenleistungen Netzüberlastungen auftreten.

Hohe Durchdringungsraten und Leistungen von PEVs führen, ähnlich wie diese von PV-Anlagen, ebenfalls zu einem Netzinvestitionsbedarf. Dies trifft insbesondere auf vorstädtische und städtische Netze zu. Dort dominiert die elektrische Energienachfrage, daher müssen diese Netze vornehmlich auf hohe Nachfragesituationen durch PEVs ausgelegt werden. Vorstädtische Netze stehen vor den größten Herausforderungen. Diese Netze müssen sowohl auf die stark veränderte Nachfragesituationen durch PEVs vorbereitet werden, als auch auf zusätzliche Einspeisung durch PV-Anlagen. Falls PEVs dem optimistischen Hochlauf nach [21] folgen, werden im Jahr 2030 ca. 22 % aller Fahrzeuge elektrisch betrieben. In diesem Fall besteht insbesondere Investitionsbedarf in vorstädtischen Netzen. Bei Ladeleistungen von 22 kW müssen in diesen Netzen in etwa 2.700 Euro pro Person allein auf der Niederspannungsebene bis zum Jahr 2030 investiert werden (siehe Abbildung 5.2). Durch diese Investitionen würden NNE um ca. 2,5 Cent pro nachgefragter kWh ansteigen. Sind die Netze zudem mit einer hohen installierten PV-Leistung von 3,65 kWp pro Person durchdrungen, steigen die NNE um 3,6 Cent pro kWh allein durch den zusätzlichen Investitionsbedarf auf der Niederspannungsebene (siehe Abbildung 5.3).

### 6.1.4 Haushalte

PV-Anlagen und PEVs können Netzinvestitionsbedarf in Niederspannungsnetze hervorrufen, dieser wird über die nachgefragte Energie mittels NNE finanziert. Durch diese Systematik tragen vor allem Haushalte mit PEV einen hohen Anteil des Netzinvestitionsbedarfs. Haushalte mit PV-Anlagen decken hingegen nur sehr geringe Teile des zusätzlichen Netzinvestitionsbedarfs ab. Über alle Netze, in allen Szenarien und Sensitivitäten, trägt ein Haushalt mit PEV über die Verteilung der NNE knapp doppelt soviel zur Netzfinanzierung bei wie ein vergleichbarer Haushalt ohne PEV. Zudem zahlen Haushalte mit einer PV-Anlage nur in etwa die Hälfte der Investitionen eines Haushalts ohne PV-Anlage und PEV. So muss beispielsweise im hohen Zubauszenario im vorstädtischen Netz mit 3,65 kWp installierter PV-Leistung pro Person bei

22 kW Ladeleistung aller PEVs ein durchschnittlicher Haushalt mit PEV mit 10.316 Euro knapp das Doppelte der Netzinvestitionen eines Haushalts ohne PEV tragen (vgl. Abbildung 5.5).

Wie in Kapitel 5.4 dargestellt, können hohe installierte Leistungen von PV-Anlagen zu einem Netzinvestitionsbedarf von bis zu 2.370 Euro pro Person im ländlichen Netz und bis zu 3.356 Euro pro Person im vorstädtischen Netz führen. Gleichzeitig kommen Haushalte die über eine PV-Anlage verfügen, in etwa für nur die Hälfte des durch PV-Anlagen anfallenden Netzinvestitionsbedarfs eines vergleichbaren Haushalts ohne PV-Anlage auf (siehe auch Kapitel 5.7).

Haushalte mit PV-Anlagen profitieren somit stark vom heutigen regulatorischen Rahmen, während Haushalte mit hoher Energienachfrage potenziell benachteiligt werden. Innerhalb dieser Studie wurden hier insbesondere Haushalte mit PEV betrachtet, die nicht die Möglichkeit haben, ihr Fahrzeug für einen höheren Eigenversorgungsanteil zu nutzen. Wie stark diese Gruppe bevorteilt ist, ist stark vom absoluten Netzinvestitionsbedarf und der nachgefragten Energie im Netzgebiet abhängig. Die gesamte Energienachfrage ist wiederum stark abhängig von der Durchdringung von PEVs im jeweiligen Netzgebiet, da PEVs den elektrischen Energiebedarf signifikant steigern.

PEVs sind eine Option, um Netze besser auszulasten und spezifische NNE zu senken. Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass PEVs besonders bei hohen Ladeleistungen Netzausbaubedarf hervorrufen. In der heutigen regulatorischen Ausgestaltung der Verteilung von NNE haben somit Haushalte, die über PEVs verfügen ein besonderes Interesse, dass Netze durch ihre Fahrzeuge nicht zusätzlich ausgebaut werden müssen, da sie den Netzausbau über NNE zu einem erheblichen Teil mittragen. Haushalte mit PV-Anlagen haben ein geringeres Interesse, Netzausbau zu vermeiden, da diese Haushalte die damit verbundenen Investitionen nur zu einem deutlich geringen Teil tragen müssen. Würden Netzinvestitionen ebenfalls auf lokal erzeugte Energiemengen umgelegt, bestünden somit auch für Betreiber von PV-Anlagen Anreize, ihre Anlagen netzdienlich zu betreiben.

## 6.2 Kritische Würdigung

Da unklar ist, ob und gegebenenfalls wie Ladevorgänge von PEVs zukünftig gesteuert werden, wird innerhalb dieser Studie der Fall betrachtet, dass PEVs elektrische Energie unkoordiniert nach dem letzten Weg des Tages nachfragen. Wie in [28] gezeigt, sind Netzbelastungen durch Ladevorgänge von PEVs stark von der implementierten Ladestrategie der Fahrzeuge abhängig. Ladestrategien, die Ladevorgänge anhand von Netzsignalen koordinieren, können Netzüberlastungen erheblich reduzieren und im Idealfall vollständig vermeiden. Falls PEVs rein aufgrund von Marksignalen geladen werden, kommt es zu hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge, die die Netze bei hoher PEV-Durchdringung überlasten können. Für die Studie ist dies ein kritischer Punkt, da insbesondere durch Ladevorgänge von PEVs Netzüberlastungen hervorgerufen werden können. Die Überlastungen sind wiederum das Kriterium, nach dem Netzinvestitionen vorgenommen werden und beeinflussen letztendlich auch, welche Investitionen einzelne Haushalte tragen müssen.

In dieser Arbeit werden PEVs mit Ladeleistungen von maximal 22 kW an drei Niederspannungsnetzen mit mittlerer *Netzempfindlichkeit*<sup>2</sup> untersucht (vgl. Kapitel 4.2). Bis zum Jahr 2030 können PEVs allerdings auch verstärkt mit höheren Leistungen Energie von elektrischen Niederspannungsnetzen beziehen. Falls PEVs diese Leistungen an privaten Haushalten nachfragen, kann der Investitionsbedarf in elektrische Niederspannungsnetze erheblich ansteigen, dies gilt insbesondere für Netze mit hoher *Netzempfindlichkeit*<sup>2</sup>. In diesem Fall ist vermutlich eine intelligente Begrenzung der Ladeleistung, basierend auf der aktuellen Netzsituation, zwingend nötig. Falls hingegen Ladestationen, die hohe elektrische Ladeleistungen der Fahrzeuge realisieren können, direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden, wird dies Niederspannungsnetze entlasten.

In Kapitel 5.5 (Abbildung 5.3) sind lediglich zusätzliche NNE dargestellt, die durch Netzausbau auf der Niederspannungsebene entstehen. Für die gesamten NNE im Jahr 2030 ist die gesamte Nachfrage im Netzgebiet entscheidend, hierbei führt eine erhöhte Nachfrage elektrischer Energie zu geringeren spezifischen Netznutzungsentgelten. Diese Effekte sind in Kapitel 5.8 dargestellt. Gleichzeitig finanzieren Netznutzer auf der Niederspannungsebene über die NNE einen Teil der Investitionen auf höheren Spannungsebenen mit. Der Investitionsbedarf in höhere Spannungsebenen, in Ortsnetzstationen sowie in Schutz- und Regeltechnik wird in der Untersuchung nicht betrachtet und kann die NNE bis zum Jahr 2030 zusätzlich erhöhen. PV-Einspeisung ist von der Netzfinanzierung befreit, dies kann sich bis zum Jahr 2030 ändern und die Energiemenge, auf die NNE umgelegt werden, erheblich beeinflussen, was wiederum spezifische NNE senken würde.

Das in der Studie eingesetzte Computermodell Flexible Grid and Stakeholder (Flex-Gold) bildet PEVs, PV-Anlagen und Haushalte an elektrischen Netzen für eine Woche ab. Hierbei erreichen PEVs mit hoher Gleichzeitigkeit

die elektrischen Netze und beziehen elektrische Energie ebenfalls häufig zum selben Simulationszeitpunkt. Zudem wird für alle PV-Anlagen dieselbe PV-Einspeisung im Modell hinterlegt. Auf diese simulierte Woche, mit den resultierenden hohen Spitzenleistungen, werden die untersuchten elektrischen Netze mit dem verwendeten Netzausbaualgorithmus ausgelegt. Für die Verteilung der Netzinvestitionen auf unterschiedliche Haushaltsgruppen werden die nötigen Investitionen aus der betrachteten Woche bis zum Ende der Lebensdauer aller zugebauten Kabel hochgerechnet. Eine wahrscheinliche Veränderung der Energienachfrage eines Haushalts über die Lebensdauer der Netzelemente wird nicht berücksichtigt und kann die Verteilung der Investitionen auf Haushalte verändern.

Die Analysen werden an drei Beispielnetzen durchgeführt, deren Topologie sich durch Netzverstärkungsmaßnahmen des Verteilnetzbetreibers verändert. Der Ausbau ist hier vereinfacht dargestellt. In der Realität richten VNB Netztopologien an den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten aus. In der Studie werden daher Aussagen zu generischen deutschen Niederspannungsnetzen getroffen, dies ersetzt nicht die Netzplanung im konkreten Fall anhand örtlicher Gegebenheiten. Gleichzeitig werden in der Studie ausschließlich Netze mit mittlerer *Netzempfindlichkeit*<sup>2</sup> betrachtet, die Netzempfindlichkeit variiert allerdings innerhalb verschiedener Netze sehr stark (vgl. hierzu Abbildung 4.1). Insbesondere in ländlichen Gebieten schwankt die Netzempfindlichkeit von Netz zu Netz. In diesen Netzen können insbesondere lange Netzausläufer kritisch für deren Stabilität sein. Durch das ohmsche Gesetz führt gerade an langen Netzausläufern schon eine geringe Leistungsnachfrage und Leistungseinspeisung zu hohen Änderungen der Netzspannung. Für die Integration von PV-Anlagen und PEVs folgt daher, dass insbesondere empfindliche ländliche Netze untersucht werden müssen, bevor dort der Zubau von PV-Anlagen sowie der Markthochlauf von PEVs forciert wird.

## 7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die Bundesregierung verfolgt ambitionierte Ziele, um den Elektrizitäts- und Transportsektor zu dekarbonisieren. Zwei wesentliche Technologien, um die Ziele zu erreichen, sind Photovoltaik (PV)-Anlagen und Elektrofahrzeuge (PEVs). Diese Technologien sind häufig mit Niederspannungsnetzen in Wohngebieten verbunden und können dort einen erheblichen Netzinvestitionsbedarf hervorrufen. Der gesamte Investitionsbedarf in deutsche Verteilnetze, zu denen Niederspannungsnetze gehören, kann bis zum Jahr 2030 bis zu 49 Mrd. Euro betragen [6]. Dies entspricht einer finanziellen Belastung von ca. 1.200 Euro pro Haushalt. Anfallende Netzinvestitionen werden nach aktueller Netzentgeltsystematik auf die aus dem Netz entnommene Energie mittels Netznutzungsentgelten umgelegt, wobei Investitionen aus den höheren Spannungsebenen zum Teil auf die darunter liegenden Spannungsebenen gewälzt werden. Netznutzer in der Niederspannungsebene tragen somit vollständig die in dieser Ebene anfallenden Investitionen (siehe auch [7]). Wird also auf Niederspannungsebene investiert, werden die Investitionen nicht gewälzt, sondern verbleiben nach derzeitiger Rechtslage bei dem betroffenen Netzbetreiber und müssen letztendlich durch dessen Netznutzer getragen werden. Bei ca. 800 unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern in Deutschland, die in unterschiedlichen Regionen ihre Netze betreiben, müssen Netznutzer unterschiedliche Netznutzungsentgelte (NNE) tragen. Diese regionalen Unterschiede könnten durch eine bundesweite Wälzung angeglichen werden [22]. Gleichzeitig ist lokale Erzeugung, beispielsweise durch PV-Anlagen, von der Netzfinanzierung befreit. Dies zu ändern ist Gegenstand aktueller politischer Diskussionen [20]. Wie in der Studie gezeigt, sind PV-Anlagen sehr unterschiedlich in Gebieten mit hoher, niedriger und mittlerer Bevölkerungsdichte verbreitet. Für Gebäudeanlagen auf Niederspannungsebene kommen in Gebieten mit geringer Bevölkerungsdichte im Mittel ca. 420 Wp PV-Leistung auf eine Person, während in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte dieser Wert mit 3,56 Wp pro Person um über zwei Größenordnungen kleiner ist (siehe Abbildung 4.3). Zudem zeigen bestehende Untersuchungen, dass sich PEVs verstärkt in vorstädtischen Netzen verbreiten [31]. Welcher zusätzliche Netzinvestitionsbedarf zukünftig in verschiedenen Regionen innerhalb Deutschland besteht und wie sich dies auf NNE auswirkt, ist in [22] untersucht worden. Allerdings ist unklar, wie stark sich eine zusätzliche Energienachfrage durch PEVs und eine zusätzliche Erzeugung durch PV-Anlagen in Regionen mit hoher, mittlerer und niedriger Bevölke-

rungsdichte auf die Netzfinanzierung auswirkt. Wenig untersucht ist zudem, wie sich Netzinvestitionen auf Haushaltsgruppen mit und/oder ohne PEVs und PV-Anlagen verteilen. Dies ist von hoher Relevanz, da nicht zwingend die Haushalte, die Netzinvestitionen hervorrufen, diese dann auch über NNE tragen. Ziel der Studie ist es daher, den zusätzlichen Netzinvestitionsbedarf zu quantifizieren, der durch PV-Anlagen und PEVs hervorgerufen wird und die Auswirkungen auf die Verteilung von NNE darzustellen. Hierbei soll insbesondere ermittelt werden, inwieweit verschiedene Durchdringungen von PEVs und PV-Anlagen und deren Leistungen am Netz auf NNE einwirken. Zudem soll bestimmt werden, inwieweit die Verursacher von Netzinvestitionen diese über NNE tragen.

In der Studie werden hierzu drei Niederspannungsnetze analysiert, die Wohngebiete mit elektrischer Energie versorgen. Die Analysen basieren auf einem Niederspannungsnetz in einem ländlichen Gebiet mit 30,2 m Kabellänge pro Hausanschluss bei niedriger Bevölkerungsdichte, einem vorstädtischen Netz mit 28,2 m Kabellänge pro Hausanschluss bei mittlerer Bevölkerungsdichte und einem städtischen Netz mit 14,6 m Kabellänge pro Hausanschluss bei hoher Bevölkerungsdichte. Dies sind die mittleren Werte in Deutschland jeweils für Gebiete dieser Bevölkerungsdichteklassen (siehe Abbildung 4.1). Zudem werden in der Studie drei Zubauszenarien für PEVs und PV-Anlagen für das Jahr 2030 erstellt. Ein hohes Zubauszenario in dem das Ziel der Bundesregierung erreicht wird, 2,5 GW PV-Leistung pro Jahr neu in Deutschland zu installieren. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass neben 600 MW jährlichem Zubau von Freiflächenanlagen (Ausschreibungsmenge), 1,9 GW über Dachanlagen realisiert werden können. Im hohen Zubauszenario wird zudem davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 ca. 9,8 Mio. PEVs in Deutschland angemeldet sind. Dies entspricht einer PEV-Durchdringung von ca. 22 %. Im geringen Zubauszenario wird PV-Leistung mit 100 MW pro Jahr nur so weit neu zugebaut, dass der Bestand an installierter PV-Leistung bis zum Jahr 2030 gehalten wird. In diesem Zubauszenario sind im Jahr 2030 ca. 1,5 Mio. PEVs in Deutschland angemeldet. Zudem wird ein Referenzszenario erstellt. Im Referenzfall breiten sich PV-Dachanlagen mit insgesamt 500 MW installierter Leistung pro Jahr aus und ca. 4,8 Mio. PEVs sind deutschlandweit im Jahr 2030 angemeldet (siehe Tabelle 7.1).

Die Szenarien werden im Anschluss mit dem Modell Flexible Grid and Stakeholder (Flex-Gold) für jedes der entwickelten Netze untersucht. Flex-Gold wurde innerhalb dieser Studie weiterentwickelt und kombiniert eine PEV-Simulation mit Lastflussrechnungen, einem Algorithmus zur Berechnung der notwendigen Netzinvestitionen und der Verteilung von Netzinvestitionen auf die nachgefragte Energiemenge von Haushalten in den untersuchten Netzgebieten.

Die Modellanalysen zeigen, dass ein erheblicher Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze bestehen kann. Dies gilt insbesondere, falls die Ziele der Bundesregierung erreicht werden und sich PV-Anlagen und PEVs bis zum

Tabelle 7.1: Elektrofahrzeug (PEV)-Durchdringung im Jahr 2030 und jährlicher Zuwachs an Photovoltaik (PV)-Leistung bis zum Jahr 2030

Szenario	PEV-Durchdringung <sup>a</sup>	PV-Zuwachs <sup>b</sup>
Referenz	4,8 Mio. Fahrzeuge	0,5 $\left[ \frac{\text{GW}}{\text{Jahr}} \right]^c$
Niedrig	1,5 Mio. Fahrzeuge	0,1 $\left[ \frac{\text{GW}}{\text{Jahr}} \right]^c$
Hoch	9,8 Mio. Fahrzeuge	1,9 $\left[ \frac{\text{GW}}{\text{Jahr}} \right]^c$

<sup>a</sup>: Im Jahr 2030, Markthochlauf aus [21]  
<sup>b</sup>: Vom Jahr 2016 bis zum Jahr 2030  
<sup>c</sup>: Auf Dachflächen, zusätzlich 600  $\left[ \frac{\text{MW}}{\text{Jahr}} \right]$  als Freiflächenanlagen, basierend auf [8]

Jahr 2030 stark in Deutschland verbreiten und keine weiteren Maßnahmen zur Leistungsreduktion dieser Technologien vorgenommen werden. In diesem Fall stehen vorstädtische Netze vor besonderen Herausforderungen, da diese Netze dann sowohl durch Ladevorgänge durch PEVs als auch durch PV-Einspeisung stark beansprucht werden. Gleichzeitig ergeben sich insbesondere zusätzliche finanzielle Belastungen für Haushalte in ländlichen Netzen. Hier müssen insbesondere Haushalte mit PEVs zukünftig einen hohen Anteil der Netzinvestitionen tragen. Im Fall von hoher PV-Einspeisung und keinen PEVs im betrachteten Netzgebiet, können NNE für Haushalte in Netzen mit mittlerer Leitungs- und Kabellänge pro Hausanschluss um bis zu 5 Cent pro kWh alleine durch Investitionen auf der Niederspannungsebene ansteigen (siehe Abbildung 5.3). Haushalte mit PV-Anlage tragen dann mit 3.450 Euro ca. 42 % der Netzinvestitionen eines vergleichbaren Haushalts ohne PV-Anlage (siehe Abbildung 5.5).

Falls sich hingegen PEVs und PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 nur in geringem Maß ausbreiten, sind Netzüberlastungen in städtischen Netzen unwahrscheinlich. In ländlichen und vorstädtischen Regionen treten Überlastungen in den Netzen auf, die von überdurchschnittlich hoher installierter PV-Anlagenleistung durchdrungen sind. Zudem können in diesem Szenario in vorstädtischen Netzen durch hohe Ladeleistungen von PEVs Überlastungen auftreten.

Im untersuchten Referenzszenario muss vorwiegend in städtische und vorstädtische Netze investiert werden. Der höchste Investitionsbedarf pro Haushalt tritt allerdings in ländlichen Netzen auf.

Ein zentraler Modellparameter innerhalb der Studie sind die zugrunde gelegten mittleren Kabel- und Leitungslängen pro Haushalt. Dieser Wert ist in der Studie als *Netzempfindlichkeit* definiert. Wird mit höheren Netzempfindlichkeiten gerechnet, treten bereits bei geringerer Leistungsnachfrage und geringerer Erzeugung Netzbelastungen, sowie der daraus folgenden Netzinvestitionsbedarf, auf. Daher kann in Netzen mit längeren Kabel- und Leitungslängen pro Hausanschluss deutlich höherer Netzinvestitionsbedarf bestehen. Wie in Kapi-

tel 4.2 gezeigt, gilt dies insbesondere für gering besiedelte ländliche Netze, da dort die Leitungs- und Kabellängen pro Hausanschluss sehr stark variieren.

Da in ländlichen Netzen mit hoher PV-Einspeisung NNE besonders stark für Nachfrager ansteigen, empfiehlt es sich, dort die Betreiber von PV-Anlagen an der Netzfinanzierung zu beteiligen. Falls Stromgestehungskosten von PV-Anlagen weiter sinken, ist dies besonders relevant, da es hierdurch zunehmend unattraktiver wird, Energie vom Netz zu beziehen und NNE auf immer weniger Energie im Netz umgelegt werden. Dieser Effekt ist selbstverstärkend. Hingegen bestehen in städtischen Netzen häufig ungenutzte Integrationspotenziale für PV-Anlagen, da in diesen Netzen häufig weitere Anlagen installiert werden könnten, bevor es zu Netzüberlastungen und den damit verbundenen Netzinvestitionsbedarf kommt.

# Literatur

- [1] Annegret-Cl. Agricola u. a. *Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030: dena-Verteilnetzstudie*. 2012.
- [2] BAFA. *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Elektromobilität (Umweltbonus)*. 2016. URL: <http://www.bafa.de/bafa/de/wirtschaftsfoerderung/elektromobilitaet/>.
- [3] BDEW. *Stromverbrauch im Haushalt: Energie-Info*. Berlin, 2014.
- [4] BMJV. *StromNEV - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. 21.12.2015. URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>.
- [5] BMWi. *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2015*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, 2016.
- [6] Jens Büchner u. a. „*Moderne Verteilernetze für Deutschland*“ (*Verteilernetzstudie*): *Abschlussbericht*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2014.
- [7] Bundesnetzagentur. *Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Bonn, 2015. URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/netzentgeltsystematik-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/netzentgeltsystematik-node.html).
- [8] Bundestag. *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016*. 8.07.16. URL: [http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [9] Caterva. *Ihre eigene Caterva-Sonne zuhause und 20 Jahre Freistrom*. 29.09.2016. URL: <https://energie-wissen.de/caterva-sonne-kurzinfo/>.
- [10] David Dallinger. „*Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity*“. Dissertation. Kassel: Universität Kassel, 2012.

- [11] David Dallinger u. a. *Plug-in electric vehicles automated charging control*. Hrsg. von Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. Working Paper Sustainability und Innovation No. S 04/2015, Fraunhofer ISI Karlsruhe, 2015. URL: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP04-2015\\_PEV-automated-charging-control-marwitz\\_dallinger\\_wesche-et-al.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP04-2015_PEV-automated-charging-control-marwitz_dallinger_wesche-et-al.pdf).
- [12] Kilian Dallmer-Zerbe u. a. „Analysis of the Exploitation of EV Fast Charging to Prevent Extensive Grid Investments in Suburban Areas“. In: *Energy Technology 2.1* (2014), S. 54–63. ISSN: 21944288. DOI: 10.1002/ente.201300077.
- [13] Destatis. *Länder & Regionen - Gemeindeverzeichnis - Gemeindeverzeichnis-Informationssystem (GV-ISys) - Statistisches Bundesamt (Destatis)*. Hrsg. von Statistisches Bundesamt. 2013. URL: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/AdministrativeUebersicht.html>.
- [14] DGS. *EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE*. Hrsg. von Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). 2016. URL: <http://www.energymap.info/download.html>.
- [15] DIgSILENT. *PowerFactory*. 2016. URL: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>.
- [16] ene't. *Netznutzung Strom - ene't GmbH*. Hückelhoven, 2016. URL: <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten/netznutzung-strom>.
- [17] EUROPEAN COMMISSION. *SET-Plan ACTION n°7 – Draft Declaration of Intent: "Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward"*. 2016.
- [18] Daniel Fraunholz. „Identifikation von Kostenfunktionen für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen im Stromverteilnetz“. Bachelorarbeit. Heilbronn: Hochschule Heilbronn, 2014.
- [19] Nele Friedrichsen, Marian Klobasa und Martin Pudlik. „Distribution network tariffs — The effect of decentralized generation and auto-consumption“. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2015, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216648.
- [20] Nele Friedrichsen u. a. *Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung: Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems*. Hrsg. von Umweltbundesamt. 2016. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23\\_endbericht\\_netzentgelte\\_final.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23_endbericht_netzentgelte_final.pdf).

- 
- [21] Till Gnann. *Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure*. Book Series Innovation Potentials. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2015. ISBN: 978-3-8396-0933-0. URL: [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-364342-15.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-364342-15.pdf).
- [22] Fabian Hinz u. a. *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland*. Stand 05/2014. Bd. 3. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden. Dresden: Technische Universität Dresden Fakultät Wirtschaftswissenschaften Lehrstuhl für Energiewirtschaft, 2014. ISBN: 978-3-86780-444-8. URL: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>.
- [23] KBA. *Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2015 gegenüber 1. Januar 2014 nach Segmenten und Modellreihen (Zulassungen ab 1990)*. Hrsg. von Kraftfahrt-Bundesamt. 2015.
- [24] Willett Kempton u. a. „A test of vehicle-to-grid (V2G) for energy storage and frequency regulation in the PJM system: Results from an Industry-University Research Partnership“. In: *Results from an Industry-University Research Partnership* (2008), S. 1–32.
- [25] Georg Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. Uelvesbüll: Der Andere Verl., 2011. ISBN: 3862471519.
- [26] Marian Klobasa, Inga Boie und Björn Bakken. *Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure: SUSPLAN D5.3. Infrastructure development implementation strategies for decision makers*. Berlin, 2012.
- [27] Simon Marwitz. „Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen“. Masterarbeit. Karlsruhe: Karlsruhe Institute of Technology, 2012.
- [28] Simon Marwitz, Marian Klobasa und David Dallinger. „Comparison of control strategies for electric vehicles on a low voltage level electrical distribution grid“. In: *International Symposium on Energy System Optimization*. Heidelberg, 2015. URL: <https://www.iseso.org/>.
- [29] MathWorks. *Simscape Power Systems*. 2016. URL: <http://de.mathworks.com/help/physmod/sps/index.html>.
- [30] Nationale Plattform Elektromobilität, Hrsg. *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3: Lade-Infrastruktur und Netzintegration*. 2010.
- [31] Patrick Plötz u. a. „Who will buy electric vehicles? Identifying early adopters in Germany“. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 67 (2014), S. 96–109. ISSN: 09658564. DOI: 10.1016/j.tra.2014.06.006.

- [32] P. Plötz u. a. „Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge–Langfassung“. In: *Studie im Auftrag der Acatech und der Nationalen Plattform Elektromobilität (AG7)*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (2013).
- [33] *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen: VDI 4655*. 2008.
- [34] Patrick Schätzberger. „Ausblick auf intelligente Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen“. Masterarbeit. Karlsruhe: Karlsruhe Institute of Technology, 30.06.2016.
- [35] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 2. Aufl. Berlin: Springer Berlin, 2009. ISBN: 3642219586.
- [36] Olle Sundstrom und Carl Binding. „Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.1 (2012), S. 26–37. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2011.2168431.
- [37] Else Veldman und Remco A. Verzijlbergh. „Distribution Grid Impacts of Smart Electric Vehicle Charging From Different Perspectives“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.1 (2015), S. 333–342. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2014.2355494.
- [38] Bernhard Wille-Hausmann. „Einsatz der symbolischen Modellreduktion zur Untersuchung der Betriebsführung im" Smart Grid"“. Diss. Fernuniversität in Hagen, 2011.
- [39] Ray Daniel Zimmerman, Carlos Edmundo Murillo-Sanchez und Robert John Thomas. „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), S. 12–19. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.