

Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern - Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte

Judith Stute¹, Matthias Kühnbach¹, Marian Klobasa

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, D-76139 Karlsruhe, +49 721 6809-120, judith.stute@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Die Verteilnetze in Deutschland stehen aufgrund der Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele vor Herausforderungen. Zum einen kann in den kommenden Jahren von einem stark ansteigenden Anteil der Elektromobilität am Verkehrsaufkommen in Deutschland ausgegangen werden, zum anderen steigt die Anzahl an installierten PV-Heimspeichersystemen in Deutschland stark an. Diese neuen Akteure führen zu einer sich ändernden Netzbelastung und ggf. zu Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz. In der vorliegenden Arbeit wird aufgezeigt, wie sich die Elektromobilität für sich genommen und auch in Verbindung mit PV-Heimspeichersystemen auf den Netzausbau und die damit verbundenen Netzinvestitionen sowie daraus resultierend auf die Netzentgelte auswirkt. Es zeigt sich, dass die Elektromobilität bei ungesteuertem Laden zwar Netzinvestitionen verursacht, die spezifischen Netzentgelte jedoch aufgrund der höheren Netzauslastung sinken können. Der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Heimspeichersystemen kann in den betrachteten Szenarien keinen Netzausbau verhindern und hat aufgrund der durch den höheren Eigenverbrauch verringerten Netzauslastung eine netzentgelt-anhebende Wirkung. Als Option zur Vermeidung von Netzausbau und Netzinvestitionen konnte das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge identifiziert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einfluss von Elektromobilität und PV-Heimspeichern auf die spezifischen Netzentgelte und somit auch auf die Strompreise für Haushaltskunden nicht zu vernachlässigen ist und bei Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen mitbetrachtet werden sollte.

Keywords: Elektromobilität, PV, Batteriespeicher, Verteilnetz, Netzausbau, Netzentgelte

¹ Jungautor

1 Einleitung

In den kommenden Jahren kann von einem stark ansteigenden Anteil der Elektromobilität am Verkehrsaufkommen in Deutschland ausgegangen werden [1]. Hierbei werden konventionelle Kraftstoffe wie Diesel und Benzin durch elektrische Energie ersetzt. Elektrische Antriebe weisen eine hohe Effizienz auf und reduzieren damit die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Gleichzeitig bringt die Elektrifizierung des Verkehrs eine substantielle Erhöhung der Stromnachfrage mit sich. Verschiedene Studien zeigen, dass das Laden der Elektrofahrzeuge (EV: electric vehicle) hauptsächlich zu Hause und zeitlich auf wenige Stunden konzentriert stattfinden wird [2]. Dadurch ergeben sich neue Belastungen für elektrische Verteilnetze, die mit Netzausbaubedarf und damit mit hohen Investitionen verbunden sein können.

Gleichzeitig steigt in Deutschland die Anzahl an installierten PV-Heimspeichersystemen stark an [3]. So wurde im Jahr 2018 jede zweite neu installierte PV-Aufdachanlage in Kombination mit einem Heimspeicher errichtet. Heimspeichersysteme erhöhen den Eigenversorgungsgrad von Haushalten, indem Überschüsse aus der PV-Aufdachanlage in den Speicher eingespeist und in Zeiten keiner bzw. geringer Stromerzeugung aus dem Speicher zurückgespeist und selbstverbraucht werden. Abhängig von der Strategie, mit der die Speicherbewirtschaftung durchgeführt wird, können Last- bzw. Erzeugungsspitzen durch den Speicher geglättet werden, wodurch PV-Speicher-Kombinationen die Verteilnetze entlasten können [4, 5]. Die Einsatzstrategien sind dabei von den ökonomischen Anreizen und regulatorischen Rahmenbedingungen insbesondere im Hinblick auf die Netzentgelte abhängig.

Vor diesem Hintergrund behandelt das vorliegende Papier folgende Fragestellungen:

- (Unter welchen Bedingungen) verursachen Elektrofahrzeuge Überlastungen und Netzausbaubedarf im Verteilnetz?
- (Wie) werden zusätzliche Netzbelastungen aufgrund von Elektromobilität durch PV-Heimspeichersysteme abgeschwächt?
- Welchen Einfluss nimmt die Elektromobilität auf die Netzentgelte?
- Wie ist der Einfluss der PV-Heimspeicher auf die Netzentgelte im Vergleich zu gesteuertem Laden der Elektrofahrzeuge zu bewerten?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird im Folgenden zunächst die methodische Vorgehensweise beschrieben (Kapitel 2). Im Anschluss werden sowohl die Ergebnisse des Einflusses von Elektromobilität auf die Netzentgelte als auch der Einfluss der kombinierten Betrachtung von Elektromobilität und PV-Heimspeichersystemen vorgestellt (Kapitel 3). Abschließend werden die aus den Ergebnissen abgeleiteten Schlussfolgerungen vorgestellt und diskutiert (Kapitel 4).

2 Methodische Vorgehensweise

Die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Verteilnetz sowie im nächsten Schritt die Effekte von Ladesteuerung und Batteriespeichern innerhalb dieses Netzes werden mithilfe eines Simulationsmodells bewertet. Dabei werden Lastflussrechnungen durchgeführt und die Rahmenbedingungen in Bezug auf das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sowie das Vorhandensein von Batteriespeichern variiert.

Für die Lastflussrechnungen wird ein vorstädtisches Niederspannungsnetz definiert, da hier die höchsten Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen und gleichzeitig die höchsten durch Elektrofahrzeuge verursachten Netzbelastungen erwartet werden [6]. Dabei wird die Elektrofahrzeugdurchdringung und Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sowie die Größe und Anzahl von PV-Heimspeicher-Systemen variiert. Auf diese Weise werden mögliche Effekte, etwa bezüglich veränderter Lastspitzen, der Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge identifiziert. Gleichzeitig kann ermittelt werden, durch welche Treiber diese Effekte verursacht werden.

Betrachtet werden vier Fälle, um sowohl die Auswirkungen von Speichern (Fall 1 vs. Fall 2 bzw. Fall 3 vs. Fall 4) als auch des gesteuerten Ladens (Fall 1 vs. Fall 3 bzw. Fall 2 vs. Fall 4) zu untersuchen:

- | | | |
|-----------|---------------------------|--|
| – Fall 1: | Netz ohne PV-Heimspeicher | ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 2: | Netz mit PV-Heimspeicher | ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 3: | Netz ohne PV-Heimspeicher | gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 4: | Netz mit PV-Heimspeicher | gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |

Zur Untersuchung der Last im Verteilnetz für das Jahr 2030 werden Haushaltslastprofile, Einspeiseprofile von PV-Anlagen, das Fahr- und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sowie Speicher auf Haushaltsebene einbezogen.

Anhand der sich in der Simulation ergebenden Netzinvestitionen sowie der sich ändernden Netzauslastung durch Elektrofahrzeuge und PV-Heimspeichersysteme wird die Änderung der Netzentgelte² im betrachteten Netzgebiet bestimmt.

Dazu wird in Abschnitt 2.1 zunächst das zur Abbildung der Netzbelastungen verwendete Simulationsmodell „*Flexible Grid and Stakeholders*“ (FLEX-GOLD) vorgestellt. Im Anschluss wird die Vorgehensweise zur Ermittlung der gesteuerten Ladezeitpunkte dargelegt (Abschnitt 2.2). Zuletzt werden die verwendeten Eingangsdaten u. a. Profile für Haushalte, PV-Anlagen und Elektrofahrzeuge, die Struktur und die Parametrisierung des vorstädtischen Niederspannungsnetzes sowie die betrachteten Szenarien beschrieben (Abschnitt 2.3).

² Netzentgelte setzen sich für nicht leistungsgemessene Verbraucher wie bspw. Haushalte auf der Niederspannungsebene aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms zusammen. Betrachtet wird an dieser Stelle die Änderung des Arbeitspreises.

2.1 Netzsimulationsmodell

Das Simulationsmodell FLEX-GOLD ermöglicht Lastflussrechnungen von elektrischen Niederspannungsnetzen. Abbildung 1 gibt einen Überblick über den Modellaufbau. Die an einem Netzknoten anliegende Last wird über die angeschlossenen Verbraucher (in diesem Fall Elektrofahrzeuge und Haushalte), die Erzeugung (PV-Anlagen) sowie das Speicherverhalten bestimmt. In Abhängigkeit von den technischen Rahmenbedingungen wird damit die Netzbelastung berechnet. Zur Abbildung notwendiger Netzinvestitionsmaßnahmen aufgrund von Netzüberlastungen ist ein Netzausbau-Algorithmus implementiert, der auch die Quantifizierung von Ausbaurkosten beinhaltet. In Anlehnung an [7] wird hierbei unterschieden zwischen thermischen Überlastungen und Spannungsbandverletzungen. Im Niederspannungsnetz wird eine maximale Auslastung der Betriebsmittel (Kabel) von 100 % zugelassen. Somit ist die thermische Überlastung definiert als die Überschreitung des Nennstroms eines Betriebsmittels. Im Falle einer solchen Überlastung wird im Netz eine Parallelleitung vom Ortsnetztransformator über die halbe Stranglänge zugebaut. Eine Spannungsbandverletzung liegt ab einer Spannungsabweichung von $\pm 4\%$ der Nennspannung vor³. In diesem Fall wird eine Parallelleitung vom Ortsnetztransformator über zwei Drittel der Stranglänge zugebaut. Die für den Zubau verwendeten Kabel weisen einen Leiterquerschnitt von 150 mm² auf. Der Algorithmus ist unter Marwitz und Olk detailliert beschrieben und öffentlich zugänglich [8].

Um die anfallenden Netzinvestitionen ökonomisch bewerten zu können, werden gewichtete Kapitalkosten (WACC) bestimmt. Es wird ein Mischzinssatz aus der Eigenkapitalverzinsung der Verteilnetzbetreiber entsprechend der 3. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung⁴ und einer Fremdkapitalverzinsung verwendet. Die Kapitalkosten werden mittels der Annuitätenmethode auf die angenommene Lebensdauer der zugebauten Kabel (40 Jahre) verteilt. Aus den somit erhaltenen Netzinvestitionen lassen sich die Änderungen der spezifischen Netzentgelte ableiten. Hierzu wird die gesamte Stromnachfrage innerhalb des betrachteten Netzgebiets bis auf die Nutzungsdauer der zugebauten Kabel und Transformatoren kumuliert und die Investitionen anschließend auf die Stromnachfrage verteilt (ct/kWh). Es ergeben sich die durch den Ausbau zusätzlich entstandenen Netzentgelte.

³ Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden in der Simulation nicht betrachtet.

⁴ Im Rahmen der ARegV legt die deutsche Bundesnetzagentur die Zinssätze für die Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze für bestimmte Zeiträume (Regulierungsperioden) fest. Die 3. Regulierungsperiode betrifft den Zeitraum 2019-2024. Die Zinssätze wurden im Beschluss BK4-16-160 festgelegt.

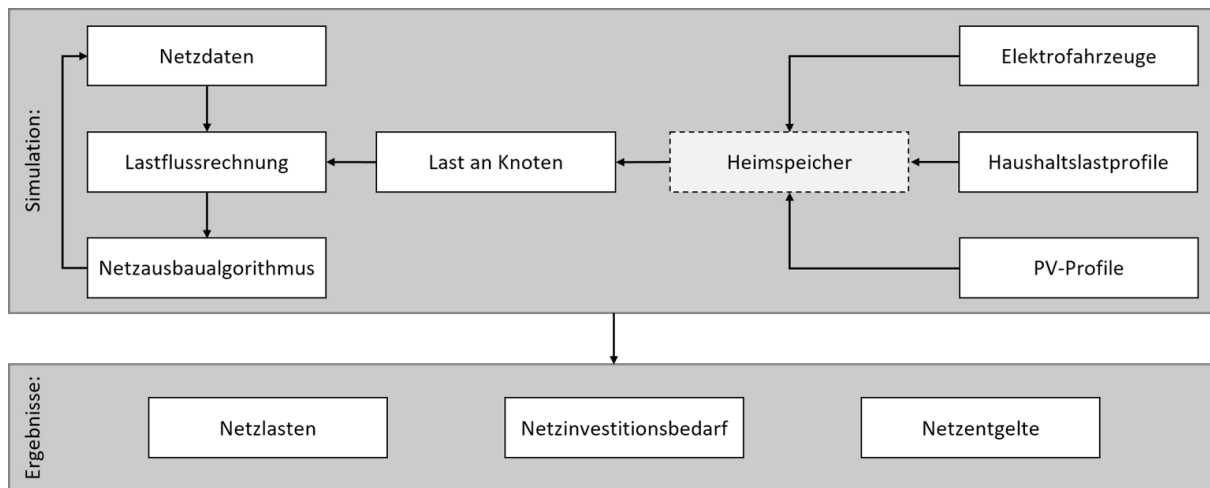


Abbildung 1: Aufbau der Simulation und der Modellergebnisse in FLEX-GOLD

2.2 Simulation des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen

Elektrofahrzeuge stellen einen neuen Verbraucher mit substanzieller Stromnachfrage dar, der Auswirkungen auf die Stromerzeugung, deren Kosten sowie im nächsten Schritt auf die Emissionen des Umwandlungssektors hat [9, 10]. Elektrofahrzeuge werden als eine Möglichkeit gesehen, die Treibhausgasemissionen des Transportsektors zu reduzieren und gleichzeitig Erneuerbare Energien in das Stromsystem zu integrieren und damit auch die Emissionen dieses Sektors zu verringern [11, 12]. Dies trifft jedoch nur zu, sofern der Ladevorgang der Fahrzeuge koordiniert und abgestimmt auf das zur Verfügung stehende CO₂-arme Stromangebot stattfindet (Lastmanagement) [13, 14]. Aus diesem Grund wurde die Wirksamkeit unterschiedlicher Ladestrategien wie dynamischer bzw. zeitvariabler Tarife („Real-Time-Pricing“ bzw. „Time-of-Use“) bereits eingehend untersucht [11, 15]. Innerhalb dieser Simulation wird Lastmanagement mit dem Ziel durchgeführt, die Auslastung des Kraftwerksparks zu erhöhen und die Abregelung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien (EE) zu vermeiden. Daher wird die Residuallast (Systemlast minus Erzeugung aus EE) als Anreizsignal verwendet.

Die Simulation der Ladesteuerung findet aggregiert auf nationaler Ebene innerhalb des Nachfragemodells eLOAD statt, indem die Residuallast als Preissignal für den Strombezug von Elektrofahrzeugen dargestellt und die Kosten des Strombezugs innerhalb eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems minimiert werden. Es wird angenommen, dass ausschließlich private Elektrofahrzeuge für Lastmanagement in Frage kommen. Restriktionen ergeben sich durch die Speichergöße, die Lastgrenzen des Ladevorgangs sowie durch den Aufenthaltsort der Fahrzeuge (unterstellt ist, dass Laden am Arbeitsplatz sowie zu Hause erlaubt ist und somit nur innerhalb dieser Phasen Last verschoben werden kann).

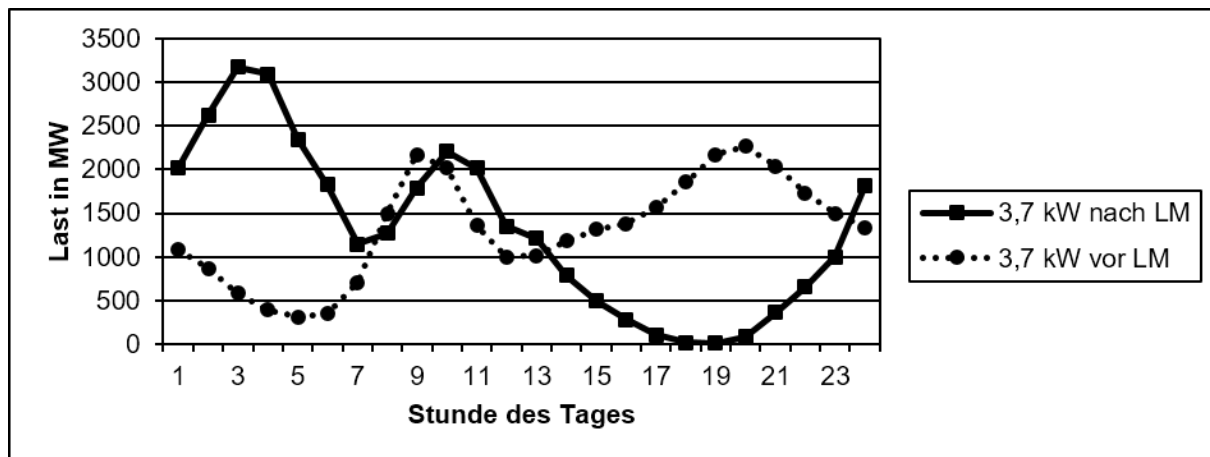


Abbildung 2: Ergebnisse der Simulation zur mittleren Last privater Elektrofahrzeuge (BEV) über den Tagesverlauf in Deutschland im Jahre 2030 vor Lastmanagement und nach Lastmanagement (LM) (hier 3,7 kW Ladeleistung unterstellt)

Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [16]. Die Simulation von Lastmanagement für Elektrofahrzeuge ist in [17] beschrieben.

Abbildung 2 zeigt das aggregierte Lastprofil (zu Hause und Arbeitsplatz) von privaten Elektrofahrzeugen im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf sowohl vor als auch nach der zentralen Ladesteuerung für eine Ladeleistung von 3,7 kW. Der ungesteuerte Lastverlauf wurde auf Basis empirischer Erhebungen ermittelt [18, 19]. Das Lastprofil privater Elektrofahrzeuge weist in den frühen Abendstunden, wenn viele Fahrzeuge nach der Arbeit geladen werden (zu Hause), die höchste Spitze auf. Durch die Möglichkeit am Arbeitsplatz zu laden wird die Abendspitze zwar insgesamt reduziert, aber eine zusätzliche Spitze in den Morgenstunden nach Erreichen des Arbeitsplatzes (zwischen 7:00 Uhr und 9:00 Uhr) erzeugt. Durch Lastmanagement werden große Teile des Ladevorganges aus den Abendstunden heraus in die Nacht sowie die frühen Morgenstunden verschoben. Dies liegt vor allem in der hohen Gesamtnachfrage in den Abendstunden begründet, die (insbesondere an Tagen mit geringer Windeinspeisung) zu einer hohen Residuallast führt. Die Einspeisung aus PV führt trotz hoher Systemlast zu einer geringen mittleren Residuallast in den Mittagsstunden. Daher findet der Ladevorgang am Arbeitsplatz im gesteuerten Fall verzögert statt.

2.3 Untersuchungsszenario

Im folgenden Abschnitt wird das Szenario für das Jahr 2030 definiert. Das Jahr 2030 wird gewählt, da sich zu diesem Zeitpunkt die Transformation des Energiesystems bereits in einer fortgeschrittenen Phase befindet. Dies bedeutet unter anderem, dass sowohl die Elektromobilität als auch weitere Sektorkopplungsoptionen einen großen Teil der Stromnachfrage ausmachen, während große Teile des Stromangebots durch EE bereitgestellt werden. Im Niederspannungsnetz trifft dies vor allem auf die Stromerzeugung aus PV zu. Hierzu wird zunächst der Aufbau des betrachteten Niederspannungsnetzes erläutert (Abschnitt 2.3.1). Anschließend werden die verwendeten Haushalts-, Photovoltaik- und Elektrofahrzeugprofile (Abschnitt 2.3.2 bis 2.3.4) sowie die PV-Heimspeicher (Abschnitt 2.3.5) vorgestellt. Zum Schluss werden die untersuchten Variationen bezüglich Elektrofahrzeugdurchdringung, Ladeleistung sowie Speicherauslegung und -durchdringung vorgestellt (Abschnitt 2.3.6).

2.3.1 Niederspannungsnetz

Studien zeigen, dass Käufer und Kaufinteressierte von Elektrofahrzeugen vor allem aus dem kleinstädtischen und ländlichen Bereich stammen [20–22]. Aus diesem Grund wird für die Simulation ein vorstädtisches Niederspannungsnetz angenommen.

Die Parametrierung des Niederspannungsnetzes erfolgt anhand der Auswertung von Netzstrukturdaten aus Deutschland [6]. Die Länge von Niederspannungskabeln in Regionen mittlerer Bevölkerungsdichte in Deutschland liegt im Schnitt bei 28 m pro Haushalt. Diese mittlere Länge dient als Grundlage für das untersuchte Netz. Die verwendeten Kabel sind vom Typ NAYY-J und besitzen einen Leiterquerschnitt von 150 mm². Das Netz besteht aus vier Strängen à 25 Netzknoten (siehe Abbildung 3). Das Niederspannungsnetz ist über einen 630 kVA Ortsnetztransformator an das Mittelspannungsnetz angebunden.

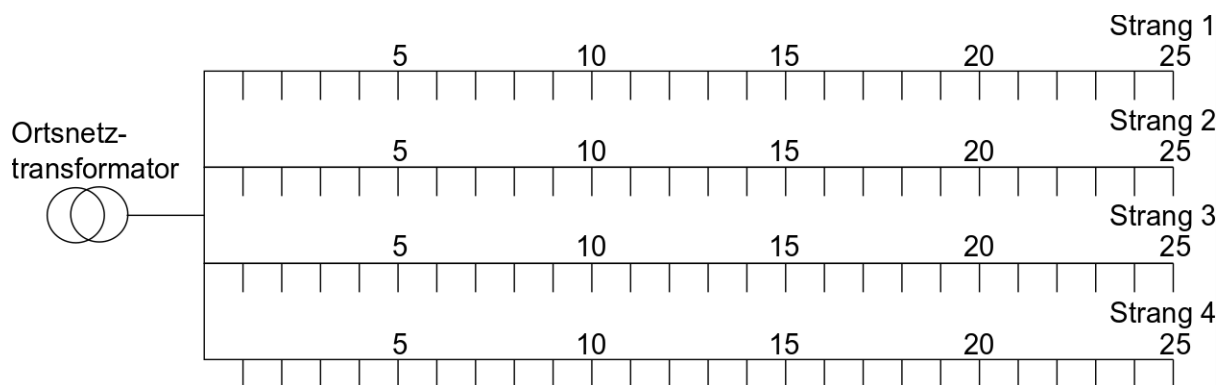


Abbildung 3: Topologie des vorstädtischen Niederspannungsnetzes

Für die Kosten des Zubaus von Kabeln inklusive der notwendigen Erdarbeiten werden 78.000 € pro Kilometer Kabel angesetzt. Zur Ermittlung des Mischzinssatzes zur Verteilung der Kapitalkosten auf die minimale regulatorische Abschreibungsdauer für die verwendeten Kabel von 40 Jahren⁵ werden folgende Werte genutzt: Die Investitionen werden zu 40 % aus Eigen- und zu 60 % aus Fremdkapital erbracht. Hierbei wird für das Eigenkapital ein Zinssatz von 6,91 %⁶ und für das Fremdkapital ein Zinssatz von 2,72 %⁷ angesetzt.

Netzparameter	Wert	Einheit
Transformatorleistung	630	kVA
Kabellänge im Netz gesamt	2820	m
Kabellänge pro Haushalt	28	m/HH
Leiterquerschnitt	150	mm ²
Netzstränge	4	Stk.
Netzknoten	100	Stk.

Tabelle 1: Übersicht zu Transformatorleistung, Leiterquerschnitt und Netztopologie

⁵ siehe StromNEV Anlage 1

⁶ 3. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung: BK4-16-160

⁷ nach § 7 S. 7 StromNEV

2.3.2 Haushalts- und PhotovoltaikszENARIO

Es wird angenommen, dass an jeden Netzknoten im beschriebenen Niederspannungsnetz ein Einfamilienhaus mit einem Jahresstromverbrauch von 5.000 kWh/a angeschlossen ist⁸. Das Haushaltsprofil wird dabei anhand der Vorgaben der VDI-Richtlinie 4655 erstellt [23]. Die hierfür nötige Zuordnung zu Typtagen erfolgt anhand von Wetterdaten des DWD⁹ für den Zeitraum des verwendeten PV-Profiles (01.03.2014 - 28.02.2015).

Parameter	Wert	Einheit
Haushalte	100	Stk.
Jahresstromverbrauch	5.000	kWh/a

Tabelle 2: Annahmen zu Anzahl und Jahresstromverbräuchen der Haushalte

Das PV-Profil entstammt den öffentlich zugänglichen, minütlich aufgenommenen Daten einer PV-Aufdachanlage aus dem Projekt SonnJA! von einleuchtend e. V.¹⁰. Die PV-Durchdringung wird entsprechend dem Referenzszenario in [6] festgelegt auf 10 % aller Haushaltsanschlüsse bei einer PV-Leistung von 6 kWp. Die Zahlen ergeben sich durch die Annahme, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland jährlich 500 MW PV-Aufdachanlagenleistung zugebaut werden wird, wonach auf das betrachtete Netzgebiet 60 kWp entfallen würden. Die Leistung jeder einzelnen PV-Anlage ist nach § 9 Abs. 2b EEG 2017 auf 70 % der maximalen Anlagenleistung begrenzt. Die Verteilung der PV-Anlagen im Netz erfolgt stochastisch.

Sowohl das Haushalts- als auch das PV-Profil werden jeweils über eine Dauer von einem Jahr mit viertelstündlichen Werten abgebildet.

Parameter	Wert	Einheit
PV-Anlagen	10	Stk.
PV-Leistung	6	kWp/Anlage

Tabelle 3: Übersicht zur Anzahl und installierter Leistung der PV-Analgen

2.3.3 Elektromobilitätsszenario

Für die Elektrofahrzeuge wird ein Fahrzeug der Mittel- bzw. Kompaktklasse gewählt. Die nutzbare Batteriekapazität beläuft sich auf 40 kWh. Der Fahrwirkungsgrad liegt bei 0,17 kWh/km. Die Fahrzeuge legen im Schnitt 13.500 km pro Jahr zurück. Es wird angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag lädt. Hierbei spielt die Anzahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge eine wesentliche Rolle. Dabei gilt, dass bei einer höheren Elektrofahrzeugdurchdringung mehr Durchmischungseffekte entstehen und die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge sinkt [24]. Die maximale Gleichzeitigkeit wird des Weiteren von der Ladeleistung der Fahrzeuge beeinflusst, da diese einen Einfluss auf die Ladedauer

⁸ Berechnung des Jahresstromverbrauchs erfolgt anhand [23] unter der Annahme, dass durchschnittlich 2,5 Personen auf ein Einfamilienhaus entfallen. Für Einfamilienhäuser ist generell ein höherer Stromverbrauch anzusetzen als für Wohnungen, da hier ein zusätzlicher Strombedarf für bspw. Gartengeräte usw. besteht.

⁹ Stations ID 403 Berlin-Dahlem

¹⁰ <http://sonnja.einleuchtend.org/Download.aspx>; Daten abgerufen am: 16.12.2015

hat. Die in dieser Arbeit verwendeten Faktoren für die maximale Gleichzeitigkeit liegen zwischen 30 und 75 % (siehe Abbildung 4).

Parameter	Wert	Einheit
Nutzbare Batteriekapazität	40	kWh
Fahrwirkungsgrad	0,17	kWh/km
gefahrte Kilometer pro Jahr	13.500	km/a
Anzahl Ladevorgänge pro Tag	1	Stk.

Tabelle 4: Annahmen zur nutzbaren Batteriekapazität, Fahrwirkungsgrad, Laufleistung und Ladevorgänge pro Tag der Elektrofahrzeuge

Da der Besitz eines Elektrofahrzeugs stark mit dem Besitz einer PV-Anlage korreliert, werden die im Netz befindlichen Fahrzeuge zunächst den Haushalten mit PV-Anlage zugeordnet. Die übrigen Fahrzeuge werden dann stochastisch auf die weiteren Netzknoten verteilt.

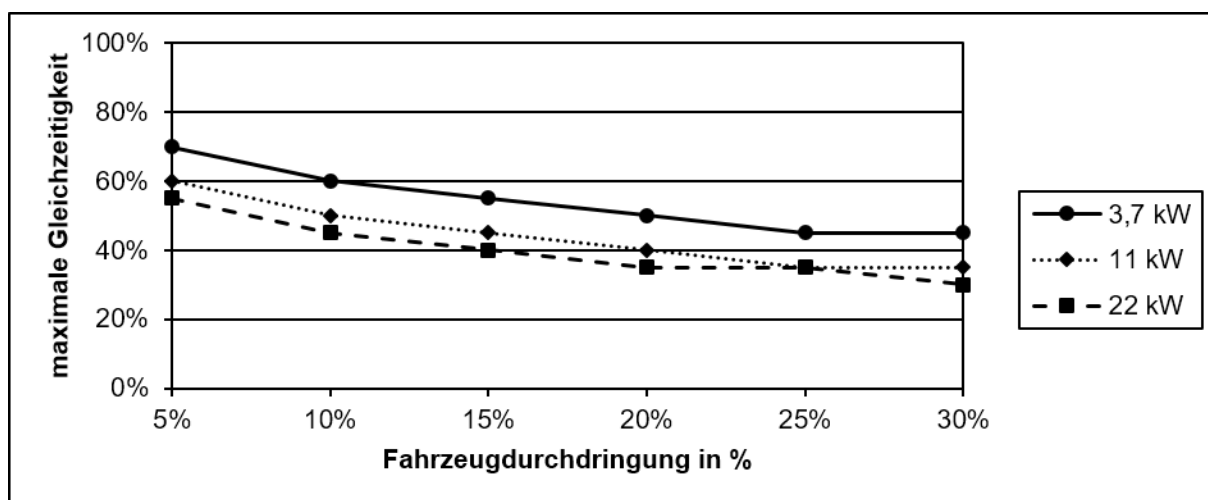


Abbildung 4: Maximale Gleichzeitigkeit für verschiedene Elektrofahrzeugdurchdringungen sowie Ladeleistungen [24, 25]

2.3.4 Ungesteuertes und gesteuertes Laden

Für das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge wird angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag zu Hause lädt¹¹. Hierbei werden zwei Fälle betrachtet: ungesteuertes Laden nach dem letzten Weg sowie gesteuertes Laden.

Für das ungesteuerte Laden werden die Ladezeitpunkte anhand der kumulierten Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge in Deutschland [26] und der in Abschnitt 2.3.3 genannten maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren festgelegt. Die Ladedauer kann dabei aus der täglich zurückgelegten Strecke ermittelt werden. Beim ungesteuerten Laden ergibt sich eine hohe zeitliche Überschneidung zwischen der Lastspitze der Haushalte (ca. 19:15 Uhr) und der maximalen Last der Elektrofahrzeuge.

Da die Haushaltsstromnachfrage einen Treiber für die Struktur der Residuallast darstellt, wird unter Einbezug der in Abschnitt 2.2 ermittelten optimierten Ladezeitpunkte die oben

¹¹ Es wird angenommen, dass das Laden am Arbeitsplatz der einzelnen Autos in einem anderen Niederspannungsnetz erfolgt. Deshalb wird nur das Laden zu Hause betrachtet.

beschriebene Überschneidung der Lastspitzen beeinflusst. Somit fällt die Lastspitze der Haushalte und der Maximalwert des Leistungsbezugs der Elektrofahrzeuge nicht mehr auf denselben Zeitbereich, wodurch die Netzbelastung reduziert wird.

2.3.5 Speicher

Um den Einfluss von PV-Heimspeichern zu analysieren, wird innerhalb des Modells eine eigenverbrauchsoptimierende Speicherbewirtschaftung ohne Vorhersage abgebildet (siehe [3]). Für die maximale Lade- und Entladeleistung wird eine C-Rate¹² von 0,5 angenommen. Sollte die Last die maximale Leistung des Speichers übersteigen, wird die Differenz aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen.

Parameter	Wert	Einheit
C-Rate	0,5	1/h

Tabella 5: Annahme zur C-Rate der Batteriespeichern

2.3.6 Szenarien

Um den Einfluss der Elektromobilität auf die Netzbelastung abbilden zu können, wird jeweils eine Elektrofahrzeugdurchdringung¹³ von 5 %, 10 %, 20 % und 30 % untersucht. Nach Gnann wird die Elektrofahrzeugdurchdringung bezogen auf den gesamten Fahrzeugbestand bis zum Jahr 2030 unabhängig von der Ladeleistung etwa 10 % betragen [2]. Die angegebenen Variationen ergeben sich durch die Tatsache, dass Elektrofahrzeuge zukünftig konzentriert an einzelnen Netzsträngen bzw. in einzelnen Netzen vorhanden sein können. Da noch nicht klar ist, welche Ladeleistung für Elektrofahrzeuge sich im Haushaltsbereich durchsetzen wird, werden Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW untersucht.

Die durchschnittlich installierte nutzbare Batteriekapazität bei PV-Heimspeichern, die vom 2. Halbjahr 2013 bis zum 2. Halbjahr 2017 errichtet wurden, liegt zwischen 5,5 kWh und 8 kWh [3]. Unter der Annahme, dass der Preis für Speichertechnologien in Zukunft weiter sinken wird, werden Batteriekapazitäten von 6 kWh, 8 kWh und 10 kWh untersucht. Des Weiteren werden die Auswirkungen untersucht, wenn im betrachteten Netzgebiet 50 % oder 100 % aller PV-Anlagen mit einem Heimspeicher ausgestattet sind.

Parameter	Wert
Elektrofahrzeugdurchdringung	5 %, 10 %, 20 %, 30 %
Ladeleistung Elektrofahrzeuge	3,7 kW, 11 kW, 22 kW
Anteil Speicher an PV-Anlagen	0 %, 50 %, 100 %
Nutzbare Batteriekapazität	6 kWh, 8 kWh, 10 kWh

Tabella 6: Parameter zu Elektrofahrzeugdurchdringung, Ladeleistung, Speicheranteil und Batteriekapazität

¹² Die C-Rate eines Batteriespeichers beschreibt das Verhältnis von Lade- bzw. Entladeleistung zur Speicherkapazität. Eine C-Rate von 0,5 1/h bedeutet dabei, dass der Speicher bei voller Entladeleistung innerhalb von 2 h vollständig entladen wäre.

¹³ Die Elektrofahrzeugdurchdringung wird in dieser Arbeit als der Anteil an Elektrofahrzeugen am Bestand im betrachteten Niederspannungsnetz definiert

Die oben genannten Sensitivitäten werden jeweils in einem Szenario mit ungesteuertem Laden direkt nach Ankunft und einem Szenario mit gesteuerten Ladezeitpunkten untersucht.

3 Ergebnisse zum Netzinvestitionsbedarf und zur Entwicklung der Netzentgelte

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen vorgestellt. Dabei wird zunächst auf den Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern auf den Netzinvestitionsbedarf eingegangen (Abschnitt 3.1). Im Anschluss wird die Auswirkung der Elektromobilität auf die Netzentgelte betrachtet (Abschnitt 3.2). Danach werden die Effekte des zusätzlichen Einsatzes von PV-Heimspeichersystemen beschrieben (Abschnitt 3.3).

3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern auf den Netzinvestitionsbedarf

Durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern ändert sich sowohl die Auslastung als auch die Belastung der Netze. Zum einen steigt die Netzauslastung (Strombedarf) durch Elektrofahrzeuge an und kann über den Einsatz von PV-Heimspeichersystemen gesenkt werden. Zum anderen ergeben sich durch das Laden der Elektrofahrzeuge höhere Leistungsspitzen im Netz. PV-Heimspeicher können diese ggf. wieder verringern. Die Ergebnisse zur Untersuchung des zweiten Effektes - der Änderung der Belastung (Leistungsspitzen) der Netze - werden im Weiteren vorgestellt.

Für das betrachtete Untersuchungsszenario besteht im Fall des ungesteuerten Ladens für eine geringe Ladeleistung von 3,7 kW ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 % ein Netzinvestitionsbedarf von rund 61.000 € (siehe Abbildung 5). Eine höhere Ladeleistung führt nicht zu einem erhöhten Strombezug über die Zeit, hat jedoch zur Folge, dass sich der Bezug auf kürzere Phasen konzentriert. Daher besteht ab einer Ladeleistung von 11 kW bereits ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20 % ein Ausbaubedarf des betrachteten Niederspannungsnetzes mit Investitionen von etwa 118.000 €. Wird die Ladeleistung weiter erhöht, so kommt es ab einer Durchdringung von 10 % zu Spannungsbandverletzungen, welche Netzinvestitionen von 71.000 € - 127.000 € erforderlich machen. Im betrachteten Netzgebiet ergeben sich somit Investitionen von 1.800 € (30 % Elektrofahrzeugdurchdringung, 3,7 kW Ladeleistung) bis etwa 6.500 € (10 % Elektrofahrzeugdurchdringung, 22 kW Ladeleistung) pro im Netz befindlichen Elektrofahrzeug. Der Netzinvestitionsbedarf für höhere Ladeleistungen bei Elektrofahrzeugdurchdringungen ab 20 % bleibt bei steigender Anzahl an Elektrofahrzeugen im Netz konstant. Dies ist begründet durch die in Abbildung 4 beschriebene, sinkende Gleichzeitigkeit.

Im Fall des gesteuerten Ladens fallen die Lastspitzen der Haushalte nicht, wie beim ungesteuerten Laden, mit den Leistungsspitzen der Elektrofahrzeuge zusammen. Dies führt dazu, dass sich für keine der untersuchten Varianten Netzausbaubedarf und somit auch kein Investitionsbedarf in das betrachtete Niederspannungsnetz ergibt (siehe Abbildung 5).

Die beschriebenen Investitionsbedarfe fallen für alle Varianten bezüglich der PV-Heimspeicherdurchdringung und Speicherkapazität gleichermaßen an. Durch eigenverbrauchsoptimiert betriebene PV-Heimspeicher kann also hier kein Netzausbau vermieden werden. Dies liegt daran, dass durch die Speicher zwar - wenn sie einen

ausreichenden Ladezustand aufweisen - die abendliche Lastspitze der Haushalte und Elektrofahrzeuge verringert werden kann, es jedoch aufgrund saisonaler Effekte dazu kommt, dass die Speicher aus dem Überschuss der PV-Anlagen nicht über den gesamten Jahresverlauf ausreichend geladen sind. In den betrachteten Fällen ist dies vor allem begründet durch eine längere bewölkte Phase im Herbst.

Es lässt sich festhalten, dass durch die auf die Residuallast im Gesamtsystem optimierten Ladezeitpunkte im gewählten Untersuchungsszenario eine Investition in das Niederspannungsnetz vermieden werden kann. PV-Heimspeicher verhindern im Falle des ungesteuerten Ladens und einer Optimierung des Eigenverbrauchs keinen Netzausbau.

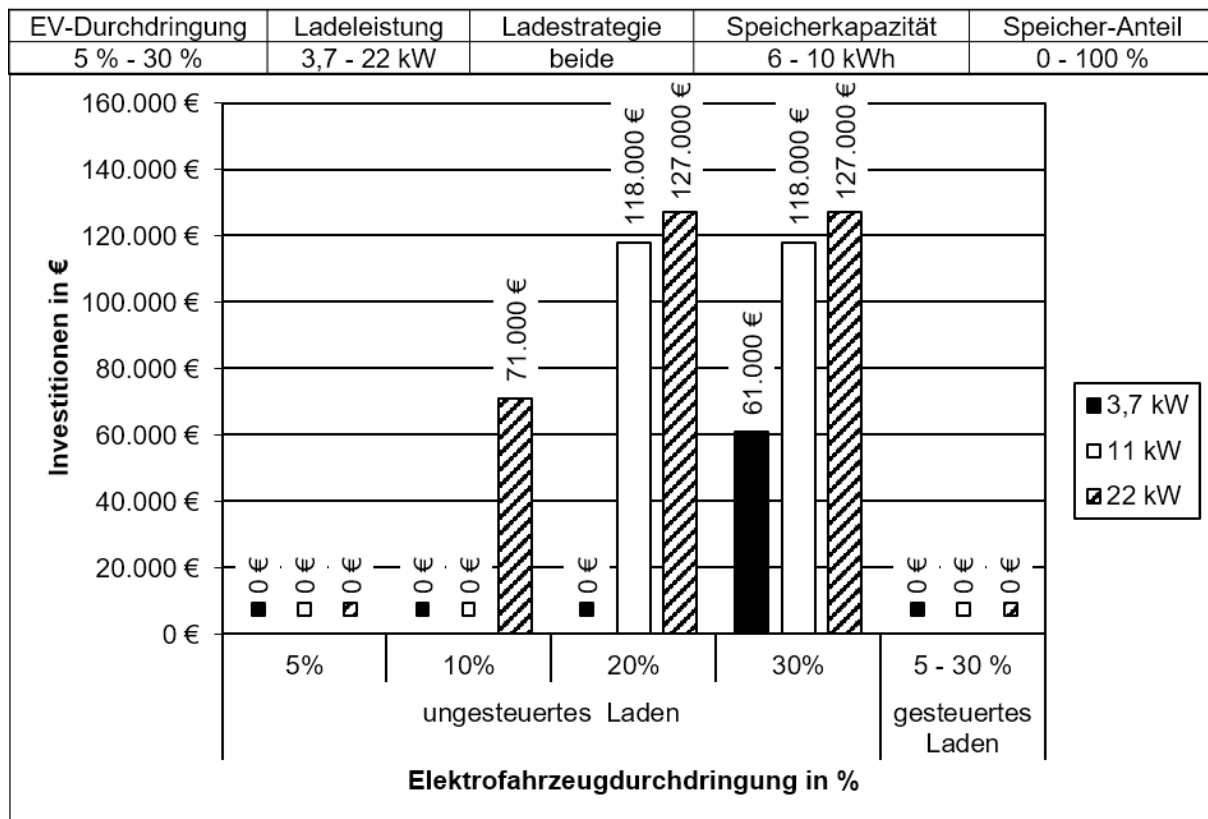


Abbildung 5: Investitionsbedarf für das untersuchte Netz in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung, der Ladeleistung und der Ladestrategie der Fahrzeuge

3.2 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die spezifischen Netzentgelte

Die Netzkosten insgesamt und damit auch die zuvor beschriebenen Netzinvestitionen werden größtenteils über den Arbeitspreis (ct/kWh) auf die Letztverbraucher im Niederspannungsnetz umgelegt (siehe Kapitel 2). Die Höhe der Arbeitspreise leitet sich dabei aus den gesamten Kosten der Netzebene sowie den gewälzten Kosten der übergeordneten Netzebenen ab und wird auf die gesamte Stromentnahme der Netzebene umgelegt. Daher sind die spezifischen Netzentgelte vom gesamten Jahresstromverbrauch im Netzgebiet in der jeweiligen Netzebene abhängig. Dadurch ist es möglich, dass trotz der eventuell anfallenden Investitionen in die

Verteilnetze die spezifischen Netzentgelte durch eine höhere Netzauslastung bspw. aufgrund von Elektromobilität sinken¹⁴.

Für das in Abschnitt 2.3.3 definierte Szenario der betrachteten Elektrofahrzeuge ergibt sich pro Fahrzeug eine zusätzliche Stromnachfrage von rund 2.300 kWh/a. Dies bedeutet bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 5 % einen Anstieg der Stromnachfrage im Netz um 13.800 kWh/a und einen Anstieg von etwa 78.000 kWh/a bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 %. Da der Anteil der fixen Netzkosten sehr hoch ist führt die höhere Auslastung der Netze zu sinkenden spezifischen Netzentgelten.

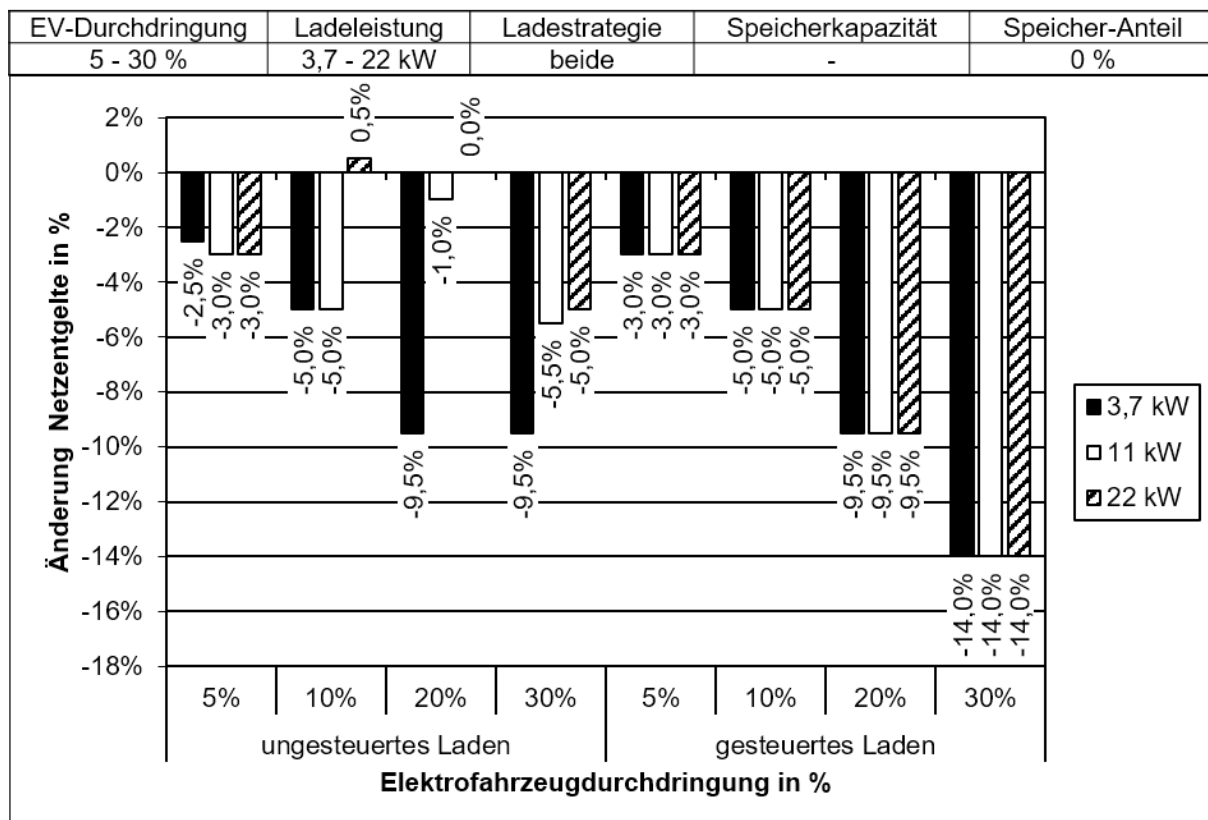


Abbildung 6: Einfluss der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Netzentgelte im betrachteten Niederspannungsnetz

Die Änderung der spezifischen Netzentgelte für die untersuchten Szenarien sind in Abbildung 6 dargestellt. Der netzentgelt-senkende Effekt durch eine höhere Auslastung ist beim gesteuerten Laden zu erkennen, da hier kein Netzausbau benötigt wird. Die spezifischen Netzentgelte sinken in diesem Fall bei allen betrachteten Ladeleistungen um bis zu 14 % bei der höchsten EV-Durchdringung. Im Fall des ungesteuerten Ladens kann der netzentgelt-senkende Effekt für alle Fälle ohne notwendige Netzinvestitionen ebenfalls festgestellt werden. Bei einer Ladeleistung von 11 kW wird der Effekt ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20 % abgeschwächt, da hier zusätzlich Investitionen in das Verteilnetz nötig werden. Jedoch

¹⁴ Nach § 14 a EnWG besteht die Möglichkeit, spezifische Netzentgelte für Elektrofahrzeuge anzubieten. Diese Option wird in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt, da hierfür ein zusätzlicher Zählpunkt notwendig ist.

überwiegen die Effekte durch höhere Netzauslastung, wodurch die spezifischen Netzentgelte insgesamt um bis zu 5,5 % sinken (30 % EV-Durchdringung). Bei einer Ladeleistung von 22 kW überwiegt bei einer Durchdringung von 10 % Elektrofahrzeugen zunächst der netzentgelt-anhebende Effekt durch Netzinvestitionen (Anstieg um 0,5 %). Steigt der Anteil der Elektrofahrzeuge im Netz weiter an, so sinken die spezifischen Netzentgelte um bis zu 5 %.

Für den untersuchten Fall lässt sich festhalten, dass die spezifischen Netzentgelte - unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen - in fast allen Fällen durch die Elektromobilität deutlich sinken. Hierdurch ergibt sich folglich auch ein positiver Effekt für Haushalte ohne Elektrofahrzeug, welche durch die sinkenden Entgelte niedrigere Stromkosten erwarten können. Bei Haushalten mit Elektrofahrzeugen ist zu beachten, dass zwar die Strompreise an sich sinken, die absoluten Stromkosten bzw. die absoluten Netzentgelte jedoch aufgrund des höheren Strombedarfs durch das Elektrofahrzeug steigen.

3.3 Einfluss von PV-Heimspeichern in Verbindung mit Elektromobilität auf die spezifischen Netzentgelte

PV-Heimspeicher erhöhen den Eigenverbrauch von Haushalten und senken somit gleichzeitig die Netzauslastung. In den betrachteten Szenarien ergibt sich je nach Speicherkapazität und Anteil an PV-Anlagen mit Heimspeicher eine Reduzierung der Netzauslastung zwischen rund 8.200 kWh/a und 25.900 kWh/a. Dies führt dazu, dass die fixen Netzkosten auf weniger Kilowattstunden umgelegt werden können, wodurch die spezifischen Netzentgelte steigen bzw. der netzentgelt-senkende Effekt der Elektromobilität abgeschwächt wird.

Zur Verdeutlichung dieses Effektes ist in Abbildung 7 die Änderung der spezifischen Netzentgelte für unterschiedliche Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichersystemen für die untersuchten Elektrofahrzeugdurchdringungsraten (von a) 5 % bis d) 30 %) im Fall des ungesteuerten Ladens dargestellt.

Bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 5 % (a) ist kein Netzausbau nötig (vgl. Abschnitt 3.1). Hierdurch sinken, wenn sich keine PV-Heimspeicher im Netz befinden, die spezifischen Netzentgelte um etwa 3 % für alle betrachteten Ladeleistungen. Werden die Hälfte aller Haushalte mit installierten PV-Anlagen mit einem Heimspeichersystem von 6 kWh Speicherkapazität ausgestattet, so halbiert sich der netzentgelt-senkende Effekt der Elektrofahrzeuge. Besitzen alle PV-Anlagen zusätzlich ein Speichersystem, so steigen die Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Eigenversorgung und der demzufolge geringeren Netzauslastung leicht an (0,5 %). Bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungsraten von 10 % bzw. 20 % im betrachteten Niederspannungsnetz können ähnliche Effekte beobachtet werden. Für Ladeleistungen von 11 bzw. 22 kW kommen zusätzlich die Investitionen für Netzausbau hinzu, wodurch die Netzentgelte um bis zu 3,5 % (22 kW Ladeleistung) ansteigen. Kommen weitere Elektrofahrzeuge im Netz hinzu (Elektrofahrzeugdurchdringung 30 %), so überwiegt trotz Netzausbau und Einsatz von Speichern der Einfluss der höheren Auslastung durch Elektrofahrzeuge und die spezifischen Netzentgelte sinken. Jedoch beträgt die Differenz zwischen dem Szenario ohne Speicher und mit 100 % Speicher-Anteil aller PV-Anlagen hinsichtlich der Netzentgelte rund 2,5 Prozentpunkte.

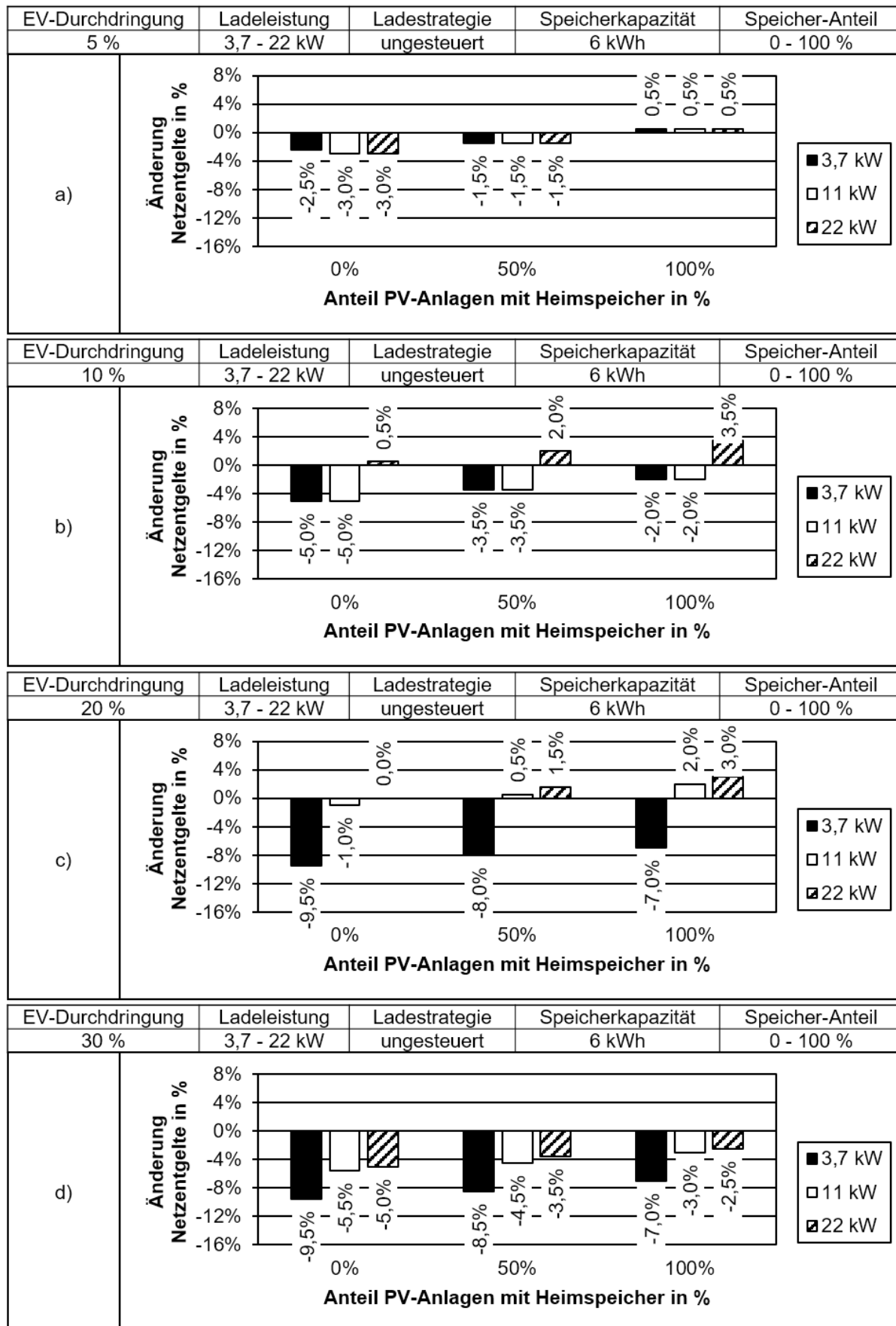


Abbildung 7: Einfluss unterschiedlicher Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichern nach Elektrofahrzeugdurchdringung

Es kann festgehalten werden, dass beim Einsatz von PV-Heimspeichersystemen zwar der Eigenverbrauch der entsprechenden Haushalte steigt und somit deren Stromkosten zurückgehen, jedoch können dabei unter bestimmten Umständen die spezifischen Netzentgelte für alle im Netz befindlichen Verbraucher ansteigen. Dies verursacht höhere Stromkosten. Ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 % sinken die spezifischen Netzentgelte für alle betrachteten Fälle, wodurch die Stromkosten sinken.

In Abbildung 8 ist die Änderung der absoluten Kosten für Netzentgelte pro Jahr für einzelne Letztverbraucher in einem Netz mit 20 % Elektrofahrzeugdurchdringung und einem Speicher-Anteil von 50 % dargestellt. Als Referenz dienen dabei die Netzentgeltkosten für einen Haushalt innerhalb eines Netzes, in welchem weder Speicher noch Elektrofahrzeuge vorhanden sind. Es ist zu erkennen, dass die Netzentgeltkosten für einen Haushaltsknoten um 0 % bis 1 % ansteigen. Die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs lässt die absoluten Netzentgeltkosten aufgrund des höheren Stromverbrauchs um etwa 47 % ansteigen. Wird zusätzlich am Netzknoten noch eine PV-Anlage installiert, so kann dieser Anstieg aufgrund des Effektes des Eigenverbrauchs auf etwa 11 % reduziert werden. Bei der Anschaffung eines Heimspeichers können aufgrund der höheren Eigenverbrauchsquote die Netzentgeltkosten - trotz höheren Stromverbrauchs durch das Elektrofahrzeug - um 19 % bis 35 % im Vergleich zum Referenzfall gesenkt werden. Die Speicherkapazität hat hierbei vor allem Einfluss auf Netzknoten mit installiertem PV-Heimspeichersystem. Bei allen anderen Letztverbrauchern im Netz macht sich der Unterschied der Speicherkapazitäten kaum bemerkbar.

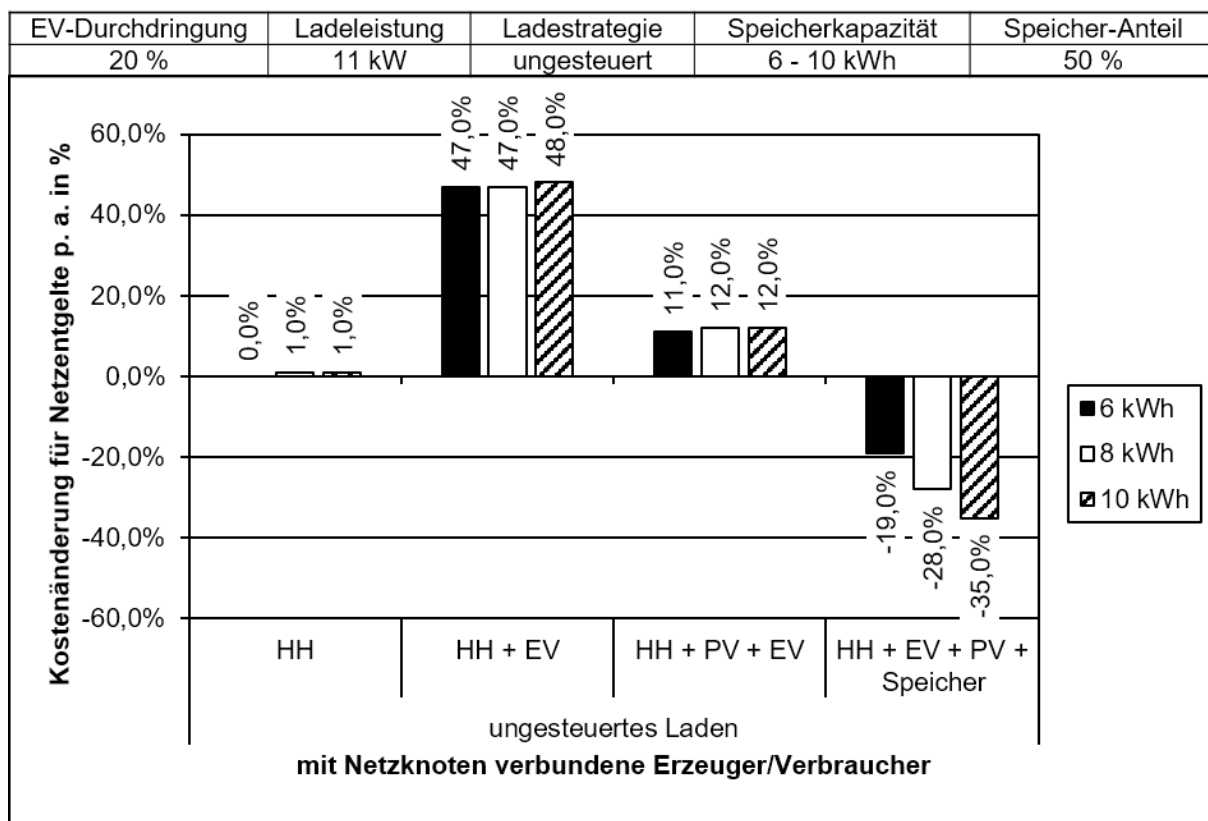


Abbildung 8: Einfluss verschiedener Verbraucher/Erzeuger auf die Netzentgeltkosten eines Haushaltes im betrachteten Netzgebiet. Referenz: Haushalt in einem Netz ohne Speicher und ohne Elektrofahrzeuge.

Es lässt sich für den betrachteten Fall festhalten, dass PV-Heimspeichersysteme die Netzentgeltkosten für deren Besitzer trotz zusätzlichem Elektrofahrzeug senken können. Zusätzlich hat die Speichergröße nur einen marginalen Einfluss auf die Netzentgeltkosten anderer Verbraucher im Netz.

4 Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick

Durch Elektrofahrzeuge ändert sich die Stromnachfrage in elektrischen Netzen. Hierdurch können sich in Abhängigkeit der Anzahl und Verteilung der Fahrzeuge lokal hohe Lastspitzen in Niederspannungsnetzen ergeben. Da die Netze häufig nicht auf diese Belastungen ausgelegt sind, kann es zu unzulässigen Netzzuständen und Betriebsmittelüberlastungen kommen, was Netzausbau bedingt, der wiederum mit Investitionen verbunden ist. Diese Investitionen werden über die Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt und somit refinanziert.

Im betrachteten Netzgebiet ist ein Netzausbau je nach Ladeleistung ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 10 % (22 kW Ladeleistung), 20 % (11 kW Ladeleistung) bzw. 30 % (3,7 kW Ladeleistung) nötig.

Es konnte gezeigt werden, dass PV-Heimspeichersysteme bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung in den betrachteten Szenarien keinen Netzausbau verhindern können. Dies liegt an saisonalen Effekten, wodurch die Speicher nicht an allen Tagen - wenn die Elektrofahrzeuge laden - einen hinreichend hohen Ladezustand aufweisen. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, insbesondere Abbildung 8, jedoch auch, dass der Besitz eines Speichers aus Sicht der Haushalte und in Bezug auf die Netzentgelte vorteilhaft sein kann. Denn dieser erhöht zwar die spezifischen Netzentgelte, reduziert jedoch für den Speicherbesitzer die absoluten Bezugskosten aus dem Netz. In der Folge werden die Gesamtkosten des Netzes auf eine geringere Strommenge umgelegt, während für Haushalte ohne Speicher der Strombedarf aus dem Netz unverändert bleibt bzw. sich durch das Elektrofahrzeug sogar erhöht. Insofern treten unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen durch die Diffusion von Batteriespeichern Umverteilungs- und Entsolidarisierungseffekte auf, die durch Elektrofahrzeuge verstärkt werden.

Um diese saisonalen Effekte ausgleichen zu können, müssten zusätzlich Langzeitspeicher etabliert werden, da der Nutzen eigenverbrauchsoptimiert bewirtschafteter, privater Speicher bezüglich der Netzdienlichkeit an dieser Stelle beschränkt ist. Auch ein netzdienlicher Einsatz der ausschließlich aus den PV-Anlagen gespeisten Speicher würde aufgrund der niedrigen Speicherkapazitäten keine Abhilfe schaffen. Da private Haushalte von einem solchen Langzeitspeicher jedoch kaum profitieren könnten und damit aus Haushaltsperspektive kein finanzieller Anreiz zur Investition besteht, müssten die notwendigen Kosten vom Netzbetreiber getragen werden. Diese wären somit lediglich als Alternative zu betrachten, sofern dies kosteneffizient (im Vergleich zum Netzausbau) darstellbar wäre.

Eine weitere Option wäre eine Anpassung der Speicherbeladungsstrategie dahingehend, dass auch ein Laden des Speichers aus dem Netz möglich ist. Somit könnten saisonale Effekte ausgeglichen werden. Jedoch wäre hierfür, um eine unnötige Abregelung der PV-Einspeisung zu vermeiden, eine Vorhersage für die PV-Einspeisung jeder Anlage nötig. Zusätzlich bleibt

die Frage offen, wer für die Speicherverluste bei Laden aus dem Netz aufkommt und wie diese bemessen werden.

Des Weiteren führen PV-Heimspeichersysteme aufgrund des erhöhten Eigenverbrauchs und der somit sinkenden Netzauslastung zu steigenden spezifischen Netzentgelten für alle Letztverbraucher im Netzgebiet. Dieser Effekt kann jedoch bei hinreichend hoher Elektrofahrdurchdringung ausgeglichen werden.

Das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen hingegen kann Netzausbau verhindern. Es ist hierbei anzumerken, dass die Ladezeitpunkte nicht netzdienlich lokal festgelegt wurden, sondern zur Optimierung der Residuallast im gesamten Energiesystem (Deutschland). Trotzdem konnte der Netzausbau für alle betrachteten Fälle vermieden werden.

Es zeigt sich somit, dass der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Heimspeichern eher einen negativen Effekt auf die spezifischen Netzentgelte hat und der Einsatz von residuallastglättendem Lastmanagement mittels gesteuerten Ladezeitpunkten für Elektrofahrzeuge sowohl Netzausbau verhindert, als auch die spezifischen Netzentgelte stark absenken kann. Unter den gegebenen Annahmen wäre die Ladesteuerung somit bzgl. der spezifischen Netzentgelte dem Einsatz von PV-Heimspeichern vorzuziehen. Eine Gesamtstrategie könnte jedoch sowohl Anreize für Lastmanagement als auch für eine netz- oder marktdienliche Speicherbewirtschaftung beinhalten und damit die Ladestrategie und gleichzeitig PV-Heimspeichersysteme adressieren.

Anzumerken ist, dass sich die betrachteten Fälle hier nur auf einen Netztypen beziehen. Zukünftig sollte die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse anhand anderer Netztypen bestätigt werden. Verteilnetze in Deutschland sind sehr heterogen, weshalb die Ergebnisse stark variieren können. Die beschriebenen netzentgelt-senkenden bzw. -anhebenden Effekte durch Elektrofahrzeuge und PV-Heimspeicher treten jedoch qualitativ in allen Netzen auf.

Auch wurden in dieser Arbeit ausschließlich die Netzentgelte im Niederspannungsnetz untersucht. Die Netzentgelte höherer Spannungsebenen liegen jedoch deutlich unter denen des Niederspannungsnetzes. Für eine Gesamtbewertung der Strompreisänderungen müssten zusätzlich auch diejenigen Strompreisbestandteile mit untersucht werden, welche durch die verstärkte Nutzung von Elektromobilität und PV-Heimspeichern stärker beeinflusst werden, wie die Strombeschaffungskosten und die EEG-Umlage. So ist es durchaus möglich, dass die erhöhte Stromnachfrage durch Elektromobilität dazu führt, dass vermehrt Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten eingesetzt werden müssen [26]. Der Einsatz von PV-Heimspeichern könnte diesen Effekt eventuell abschwächen. Bei der EEG-Umlage gibt es - ähnlich wie bei den Netzentgelten - zwei gegenläufige Effekte. Zum einen müssen - um die klimapolitischen Ziele erreichen zu können - deutlich mehr EE-Anlagen zugebaut werden, wodurch die EEG-Umlage (bei gleichbleibenden Strompreisen) steigen würde, zum anderen kann die Umlage bei steigender Anzahl von Elektrofahrzeugen auf eine größere Strommenge umgelegt werden. Welcher der beiden Effekte in welchen Fällen überwiegt, wurde in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht.

Für die Gestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen lässt sich folgern, dass bei einer höheren Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen eine Begrenzung der Ladeleistung sinnvoll sein kann, um die Netzinvestitionen niedrig zu halten. Für das Laden zu Hause ergeben sich dadurch kaum Einschränkungen für die Mobilität der Fahrzeugnutzer, wenn

nachts geladen wird. Außerdem sollte das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen durch entsprechende Regulierung angereizt werden. Bezüglich der PV-Heimspeicher sollte ein netzdienlicher Einsatz geprüft und ggf. unterstützt werden.

Einen weiteren Untersuchungsgegenstand können die Auswirkungen einer Änderung der Regulierung der Netzentgelte darstellen. Beispielsweise könnten Netzentgelte auf Basis von maximal genutzten Leistungen statt Strommengen untersucht werden oder zeitlich variable Netzentgelte, welche sich am lokalen Netzzustand orientieren.

Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse – EnSYS-FlexA“ gefördert.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur

- [1] GERBERT, Philipp ; HERHOLD, Patrick ; BURCHARDT, Jens ; SCHÖNBERGER, Stefan ; RECHENMACHER, Florian ; KIRCHNER, Almut ; KEMMLER, Andreas ; WÜNSCH, Marco: *Klimapfade für Deutschland*. 2018
- [2] GNANN, Till: *Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015
- [3] FIGGENER, Jan ; HABERSCHUSZ, David ; KAIRIES, Kai-Philipp ; WESSELS, Oliver ; TEPE, Benedikt ; SAUWER, Dirk Uwe: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 : Jahresbericht 2018*. Aachen, 2018
- [4] KLINGLER, Anna-Lena ; MARWITZ, S.: Can Residential Self-Consumption Contribute to Load Reduction in Low-Voltage Grids? In: *14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz/Austria*.
- [5] JOHANNES WENIGER ; JOSEPH BERGNER ; TJARKO TJADEN ; VOLKER QUASCHNING: *Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 2015
- [6] MARWITZ, Simon: *Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2018
- [7] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (Hrsg.): *dena-Verteilnetzstudie : Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Endbericht. Berlin, 2012
- [8] MARWITZ, S. ; OLK, C.: *Extension algorithm for generic low-voltage networks*. In: *Journal of Physics: Conference Series 977 (2018)*, S. 12006

- [9] JOCHEM, Patrick ; BABROWSKI, Sonja ; FICHTNER, Wolf: *Assessing CO2 emissions of electric vehicles in Germany in 2030*. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 78 (2015), S. 68–83
- [10] HANEMANN, Philipp ; BRUCKNER, Thomas: *Effects of electric vehicles on the spot market price*. In: *Energy* 162 (2018), S. 255–266
- [11] LUND, Henrik ; KEMPTON, Willett: *Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G*. In: *Energy Policy* 36 (2008), Nr. 9, S. 3578–3587
- [12] RICHARDSON, David B.: *Electric vehicles and the electric grid : A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (2013), S. 247–254
- [13] TALJEGARD, M. ; GÖRANSSON, L. ; ODENBERGER, M. ; JOHNSON, F.: *Impacts of electric vehicles on the electricity generation portfolio – A Scandinavian-German case study*. In: *Applied Energy* 235 (2019), S. 1637–1650
- [14] HANEMANN, Philipp ; BEHNERT, Marika ; BRUCKNER, Thomas: *Effects of electric vehicle charging strategies on the German power system*. In: *Applied Energy* 203 (2017), S. 608–622
- [15] DALLINGER, David ; GERDA, Schubert ; WIETSCHEL, Martin: *Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles – A 2030 case study for California and Germany*. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 666–682
- [16] BOßMANN, Tobias: *The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015
- [17] GNANN, Till ; KLINGLER, Anna-Lena ; KÜHNBACH, Matthias: *The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure*. In: *Journal of Power Sources* 390 (2018), S. 20–29
- [18] "MOBILITÄTSPANEL DEUTSCHLAND" (MOP) 1994-2010: *Projektbearbeitung durch das Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe (TH). Verteilt durch die Clearingstelle Verkehr des DLR-Instituts für Verkehrsforschung: www.clearingstelle-verkehr.de*. Karlsruhe, Germany, 2010 :
- [19] FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG (FRAUNHOFER ISI): *REM2030 Driving Profiles Database V2015*. Karlsruhe, Germany : 2015
- [20] FRENZEL, Ina ; JARASS, Julia ; TROMMER, Stefan ; LENZ, Barbara: *Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland : Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung*. 2015
- [21] FIGENBAUM, Erik ; KOLBENSTVEDT, Marika: *Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users : Results from a survey of vehicle owners*. TØI Report 1492/2016. Oslo, 2016
- [22] WIETSCHEL, Martin ; DÜTSCHKE, Elisabeth ; FUNKE, Simon ; PETERS, Anja ; PLÖTZ, Patrick ; SCHNEIDER, Uta ; ROSER, Anette ; GLOBISCH, Joachim: *Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern"*. Studie für das BMWi. Karlsruhe, 2012
- [23] VDI 4655. 2008-05. *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*
- [24] CHRISTIAN REHTANZ ; MARCO GREVE ; ULF HÄGER ; ZITA HAGEMANN ; STEFAN KIPPELT ; CHRIS KITTL ; MARIE-LOUISE KOUBERT ; OLIVER POHL ; FLORIAN REWALD ; CHRISTIAN WAGNER: *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. Dortmund, April 2017

- [25] NOBIS, Philipp Richard Rainer: *Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen*. München, Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Dissertation. 2016
- [26] WIETSCHEL, Martin ; KÜHNBACH, Matthias ; STUTE, Judith ; GNANN, Till ; MARWITZ, Simon ; KLOBASA, Marian: *Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland*. Karlsruhe, 2018