

Wietschel, Martin et al.

Working Paper

Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland

Working Paper Sustainability and Innovation, No. S21/2018

Provided in Cooperation with:

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI

Suggested Citation: Wietschel, Martin et al. (2018) : Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S21/2018, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, <https://doi.org/10.24406/publica-fhg-299342>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/189897>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Working Paper Sustainability and Innovation
No. S 21/2018



Martin Wietschel
Matthias Kühnbach
Judith Stute
Till Gnann
Simon Marwitz
Marian Klobasa

Auswirkung der Elektromobilität auf die
Haushaltsstrompreise in Deutschland

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:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Einleitung	1
2 Markthochlauf und Ladeverhalten	4
3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Systemlast und Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise	6
3.1 Modellierung von Systemlast, Lastmanagement und Großhandelsstrompreisen	6
3.2 Annahmen und Datenbasis für die Lastmanagementsimulation und die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes	7
3.3 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Systemlast.....	8
3.4 Lastmanagement von Elektrofahrzeugen	9
3.5 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromgestehungskosten	10
4 Auswirkungen auf Stromverteilnetze und Netzentgelte	13
4.1 Das Simulationsmodell zu Netzentgelten.....	14
4.2 Untersuchungsfall: Elektrofahrzeuge an einem vorstädtischen Niederspannungsnetz.....	15
4.2.1 Haushalts-, Photovoltaik- und Elektromobilitätszenario.....	15
4.2.2 Anwendungsfall elektrisches Niederspannungsnetz	17
4.3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzentgelte.....	18
4.3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzinvestitionsbedarf	18
4.3.2 Der Einfluss zusätzlicher Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Refinanzierung bestehender Netzinfrastruktur	19
4.4 Diskussion der Effekte.....	20
4.5 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien	21
5 Gesamtbetrachtung des Einflusses auf die Haushaltstrompreise	22
5.1 Netzentgelte und Stromgestehungskosten	22
5.2 Diskussion	24
6 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und weitere Forschungsfragen	25
7 Quellen	28

1 Einleitung

Weltweit verzeichnen Elektrofahrzeuge derzeit deutliche Zuwachsraten und in den meisten Studien wird künftig ein weiter deutlich steigender Marktanteil bei den Neufahrzeugen gesehen (siehe IEA 2017). Auch in Deutschland zeichnet sich der Trend zur Elektromobilität ab¹. Durch diese Fahrzeuge werden konventionelle Kraftstoffe (Benzin und Diesel) durch elektrischen Strom substituiert. Daraus resultieren Fragen nach den Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem.

Eine Reihe von Studien quantifiziert den zusätzlichen Strombedarf für Deutschland². Für 2030 kann man bei einer Marktdurchdringung von 4 Mio. Elektrofahrzeugen einen zusätzlichen Nettostrombedarf³ von rund 12 TWh berechnen, wobei der gesamte Nettostrombedarf in Deutschland im Jahre 2016 525 TWh (AGEB 2017) betrug.

Verschiedene Studien beschäftigen sich auch mit dem Bedarf an zusätzlichen Netzinvestitionen, der möglicherweise durch das Laden von Elektrofahrzeugen hervorgerufen werden kann. In den Studien wird auf den möglichen hohen Investitionsbedarf in Netze hervorgerufen durch die Elektromobilität hingewiesen. In (Robinius et al. 2018) werden die Investitionen in allen Netzebenen bei einer 50 %-igen Elektrifizierung der Pkw (ca. 20 Mio. Fahrzeuge) für Deutschland mit rund 17,5 Mrd. Euro quantifiziert⁴. In einer Studie von Oliver Wyman (2018) mit dem Titel *Blackout – Elektromobilität setzt Netzbetreiber unter Druck* wird der Investitionsbedarf nur in Verteilnetze bei derselben Elektrifizierungsquote auf 11 Mrd. Euro berechnet, wenn die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden. Auch in einer aktuellen Studie von McKinsey (Vahlenkamp et al. 2018) mit dem Titel *Die Verkehrswende kommt – eine Herausforderung vor allem für die Verteilnetze* werden die möglichen hohen Investitionen in Verteilnetze durch die Elektromobilität deutlich hervorgehoben.

Nach dem Wissenstand der Autoren fehlt allerdings bisher eine Analyse der Frage, welche Auswirkungen Elektrofahrzeuge auf die Entwicklung der Strom-

1 Siehe u.a. BDI (2018), Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016), Plötz et al. (2013)

2 Siehe z. B. BDI (2018), Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016), Plötz et al. (2013)

3 Stromproduktion ohne Eigenverbrauch ab Kraftwerk, schließt Netzverluste und Ladeverluste mit ein (neben dem Verbrauch während des Fahrens).

4 Für den Fall von Batteriefahrzeugen mit einer Batteriekapazität von 75 kWh.

preise für Haushalte in Deutschland haben können. Um die einzelnen Einflussgrößen aufzuzeigen ist in Abbildung 1 die historische Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden in einzelne Komponenten zerlegt dargestellt.

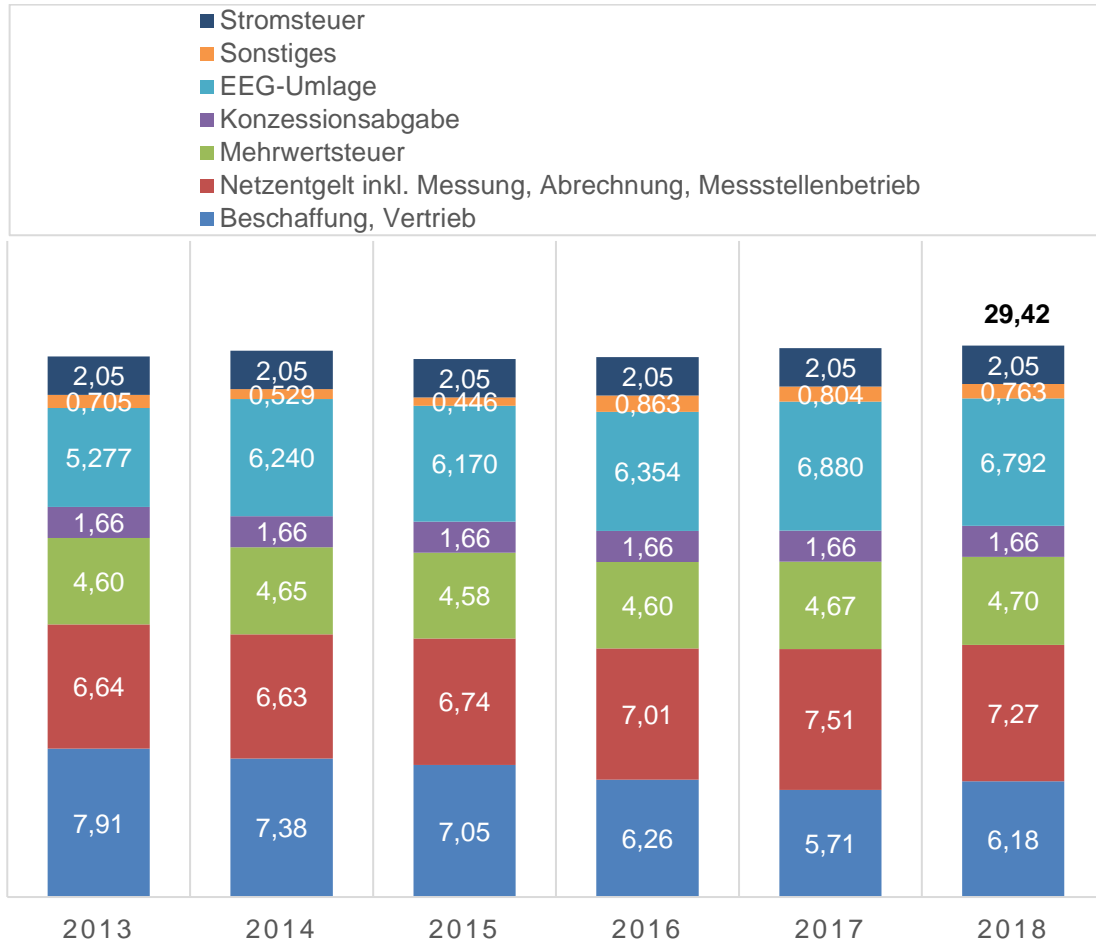


Abbildung 1: Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh – Strompreis für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (Daten aus BDEW 2018)

Alle relevanten Strompreiskomponenten sind nach derzeitigen Regulierungsrahmen weitgehend variabel, d. h. sie werden über die kWh Strom umgelegt. Elektrofahrzeuge können, wie oben gezeigt, die Stromnachfrage signifikant beeinflussen und somit kann die Elektromobilität einen großen Einfluss auf die verschiedenen Strompreiskomponenten haben.

Im Hinblick auf die Stromerzeugung stellt die Elektromobilität eine zusätzliche zu deckende Nachfrage dar. Darüber hinaus ist der Lastgang von Elektrofahrzeugen nicht gleichmäßig über den Tag verteilt. Insofern stellt sich die Frage, inwieweit

hierdurch bedingte, neue Anforderungen Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur und die Stromgestehungskosten haben, beispielsweise, weil teure Spitzenlastkraftwerke benötigt werden.

Während die Berechnung der Beschaffung und des Vertriebs von Strom über die Kilowattstunde weitgehend der realen Kostenstruktur entspricht, ist dies bei anderen Strompreiskomponenten nicht oder nur bedingt der Fall. So sind beispielsweise über 90 % der Kosten des Stromnetzes fixe Kosten. Diese Kosten werden von Netznutzern über die sogenannten spezifischen Netzentgelte⁵ (NE) getragen, die über die bezogene Strommenge sowie der Leistungsentnahme aus dem Netz den Verbrauchern in Rechnung gestellt werden. Eine bessere Auslastung der Stromnetze durch Elektromobilität könnte möglicherweise zu einer Reduktion der spezifischen Entgelte und somit zu einer Reduktion der Strompreise sowie damit zu wirtschaftlichen Vorteilen für die Stromkunden führen.

Die aus der Problemstellung resultierende Fragenstellung ist: Welchen Einfluss hat die Elektromobilität auf den Haushaltstrompreis in Deutschland?⁶

Das Arbeitspapier gliedert sich wie folgt. Im nächsten Kapitel wird ein MarkthochlaufszENARIO für Elektrofahrzeuge, das mögliche Ladeverhalten von Nutzern der Elektrofahrzeuge sowie der Einfluss einer höheren Ladeleistung auf die Mobilität dargestellt. Aufbauend auf dem entwickelten Szenario werden in Kapitel 3 auf der Basis einer Energiesystemmodellierung für Deutschland die möglichen Auswirkungen der Elektromobilität auf die Erzeugungspreise von Strom berechnet. Dabei werden auch die Effekte des Lastmanagements von Elektrofahrzeugen auf die Stromerzeugung betrachtet. Dann wird in Kapitel 4 der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Stromverteilnetze und die Netzentgelte simuliert. Hierzu wird ein Untersuchungsfall definiert, der aus einem Photovoltaik- und NetzszENARIO besteht. Verschiedene Fälle mit unterschiedlicher Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sowie gesteuertem und ungesteuertem Laden werden dabei untersucht. Anschließend (Kapitel 5) werden die Auswirkungen auf den gesamten Strompreis für Haushaltskunden analysiert. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung und anschließend werden Schlussfolgerungen für die Politik gezogen.

⁵ Netzentgelte setzen sich für lastganggemessene Netznutzer aus einem Leistungspreis und einen Arbeitspreis zusammen. Von nicht leistungsgemessenen Nutzern (z. B. Haushalten auf der Niederspannungsebene) wird anstatt eines Leistungspreises ein Arbeitspreis sowie ein Grundpreis verlangt.

⁶ Die Elektrofahrzeuge werden überwiegend zu Hause geladen und öffentliches (Schnell-)Laden und seine Auswirkungen werden hier nicht betrachtet.

2 Markthochlauf und Ladeverhalten

Das Ladeverhalten wird in einer Simulation mit dem Markthochlaufmodell ALADIN (www.aladin-model.eu) abgebildet. Mit ALADIN wird kein empirisches Ladeverhalten verwendet, da derzeit noch ungenügend repräsentative Daten für das zukünftige Ladeverhalten mit verschiedenen Infrastrukturoptionen (zu Hause, bei der Arbeit, öffentlich) vorliegen. Stattdessen wird die zukünftige Diffusion von Elektrofahrzeugen und ihr Ladeverhalten auf Basis des Fahrverhaltens von konventionellen Fahrzeugen simuliert. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in (Plötz et al. 2014, Gnann 2015).

In der vorliegenden Analyse werden drei Szenarien mit Lademöglichkeiten zu Hause und bei der Arbeit verwendet, die sich ausschließlich in der Ladeleistung unterscheiden. Es wird ungesteuert mit 3,7 kW, 11 kW oder 22 kW Ladeleistung jeweils am heimischen und am Arbeitsstandort geladen. Zudem werden ausschließlich Privatfahrzeuge analysiert. Für eine zusätzliche Lademöglichkeit an öffentlichen Ladesäulen sowie Lastverlagerungspotenziale sei auf Gnann et al. (2018) verwiesen. In allen drei Szenarien erhält man eine Durchdringung von ca. vier Millionen Fahrzeugen im Bestand Jahr 2030, was etwa 10 % des Pkw-Bestands entspricht. Diese Fahrzeuge benötigen 11,6 TWh Strom im Jahr 2030. Zudem ergibt sich ein sehr ähnlicher Lastverlauf, der in Abbildung 2 dargestellt ist. Die unterschiedlichen Leistungen haben dabei keinen nennenswerten Einfluss auf den Markthochlauf und den Lastverlauf in den viertelstündlichen Analyseintervallen.

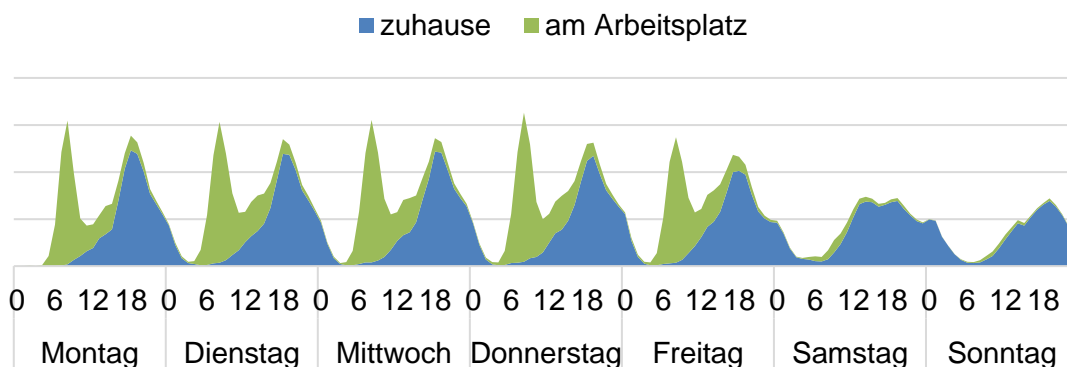


Abbildung 2: Lastverlauf von privaten Elektrofahrzeugen, wenn Lademöglichkeiten zu Hause und am Arbeitsplatz bestehen (hier 3,7 kW)

In Abbildung 2 ist der Lastverlauf mehrerer Fahrzeuge über den Wochenverlauf dargestellt, der aber auch für ein typisches Fahrzeug angenommen werden kann. Die blauen Flächen zeigen das Laden am heimischen Standort, die grünen das

Laden am Arbeitsplatz. An Wochentagen ist beim Laden zu Hause eine Lastspitze in den frühen Abendstunden zu erkennen, wenn viele Fahrzeuge nach der Arbeit geladen werden. Mit dem Laden am Arbeitsplatz wird an Wochentagen die Abendspitze reduziert, aber eine zusätzliche Spitze in den Morgenstunden nach Erreichen des Arbeitsplatzes erzeugt. Am Wochenende ist der Lastverlauf flacher und über den Tag verteilt. Der beschriebene Lastverlauf dient in den Analysen in Kapitel 3 und 4 als typischer Lastverlauf eines Elektrofahrzeugs. Die Jahresstromnachfrage eines Elektrofahrzeugs liegt bei etwa 2,9 MWh. In Kapitel 3 wird die Gesamtstromnachfrage von 11,6 TWh der vier Millionen Elektrofahrzeuge angesetzt.

Bei weitergehenden Analysen wird auch deutlich, dass die Erhöhung der Ladeleistung keinen nennenswerten Einfluss auf den Einsatz eines BEV oder PHEV hat. Hierfür werden mehrere Tausend Fahrprofile von Fahrzeugen, die die Grundlage von ALADIN bilden, hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit durch ein reines Batteriefahrzeug (BEV) und bezüglich des potenziellen elektrischen Fahranteils eines Plug-in-Hybrid-Fahrzeugs (PHEV) untersucht. Abbildung 3 verdeutlicht, dass eine Steigerung der Ladeleistung weder zu einer klaren Erhöhung des Anteils der Fahrzeuge, die für einen BEV infrage kommen, führt, noch zu einer Erhöhung des mittleren elektrischen Fahranteils. Aus techno-ökonomischer Sicht reichen für die Alltagsmobilität also geringe Ladeleistungen aus.

Sogenannte Fernverkehrsereignisse sind selten (Eisenmann 2018) und erfordern deutlich höhere Ladeleistungen (Schnellladen ab 50 kW). Diese sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung, da sie aller Voraussicht nach ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden (Funke 2018).

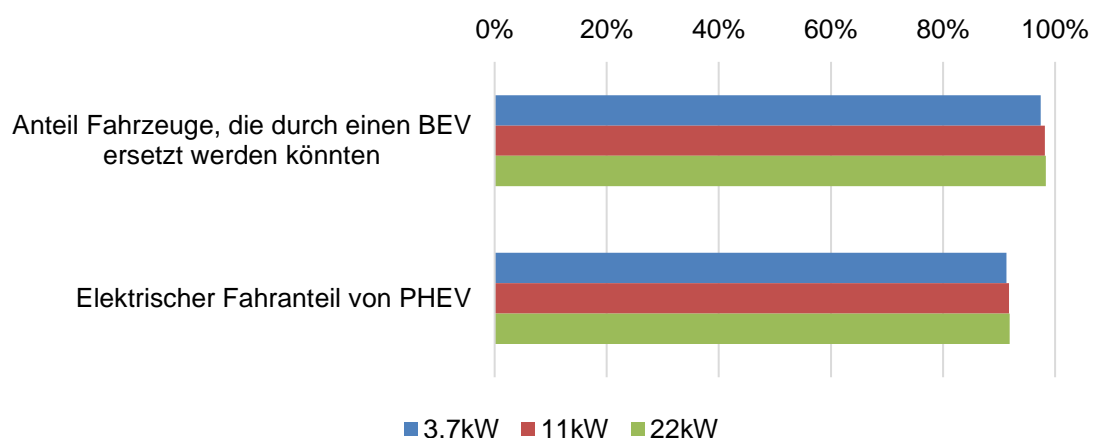


Abbildung 3: Einfluss der Ladeleistung auf den Einsatz von BEV und PHEV aus technischer Sicht mit Annahmen für 2030

3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Systemlast und Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise

Für eine ganzheitliche Analyse der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Elektrizitätssystem ist einerseits der Einfluss auf das Verteilnetz zu analysieren. Über lokale Effekte hinaus sind jedoch auch die Konsequenzen auf nationaler Ebene zu evaluieren. Dies betrifft die Auswirkungen auf die Struktur der Gesamtelektrizitätsnachfrage und die Systemlast sowie die Erzeugungsstruktur und -kosten für Strom.

3.1 Modellierung von Systemlast, Lastmanagement und Großhandelsstrompreisen

Zur Betrachtung von Auswirkungen der Elektromobilität auf nationaler Ebene wird die Elektrizitätsnachfrage in stündlicher Auflösung modelliert und bis in das Jahr 2030 projiziert. Dabei wird die Last der Elektromobilität zunächst als ungesteuert angenommen. Im zweiten Schritt wird das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen gesteuert (Lastmanagement). Auf diese Weise können Effekte auf die Systemlast identifiziert und analysiert werden. Parallel werden Auswirkungen auf der Stromangebotsseite quantifiziert, indem die zur Deckung der Last notwendige Stromerzeugung ohne Elektromobilität und unter deren Berücksichtigung (jeweils im ungesteuerten als auch im gesteuerten Fall) modelliert wird.

Für die aufgezeigten Prozessschritte wird das Simulationsmodell eLOAD verwendet und mit dem Fundamentalmodell MiPU gekoppelt.

Das Modell eLOAD („energy load curve adjustment tool“) ist gegliedert in ein Projektions- sowie ein Lastmanagement-Modul. In ersterem wird die historische Systemlast auf Basis von mehr als 1.000 technologiespezifischen Prozesslastprofilen (stündliche Auflösung) zerlegt und die Prozesslastkurven individuell mithilfe von jährlichen, prozessspezifischen Nachfrageprojektionen für das Jahr 2030 skaliert. Die Prozesslastkurven für 2030 werden anschließend zur Systemlast re-aggregiert. Auf diese Weise wird beispielsweise technologischer Wandel mit strukturellen Auswirkungen auf die Systemlast implizit berücksichtigt. Im Lastmanagement-Modul des Modells eLOAD ist die Möglichkeit gegeben, die Last geeigneter Prozesse, in diesem Fall privat genutzter Elektrofahrzeuge, als flexibel anzunehmen und deren Einsatz für Lastmanagement zu optimieren. Dafür wird die Gesamtlast der Elektrofahrzeuge durch eine gemischt-ganzzahlige Kostenminimierung allokiert. Ziel des Vorganges ist die bessere Auslastung des Kraftwerkssystems und die Vermeidung der Abregelung von überschüssiger Strom-

erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE). Aus diesem Grund wird die Residuallast (Systemlast minus Erzeugung aus EE) als Preissignal für den Optimierungsvorgang herangezogen und geglättet. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Boßmann (2015) bzw. Gnann et al. (2018).

Das Fundamentalmodell MiPU („Minimal Cost Allocation of Power Units“) bildet den deutschen Kraftwerkspark detailliert ab und berechnet innerhalb der Systemgrenzen Deutschlands eine Merit-Order mit stündlicher Auflösung. Dabei wird die mit dem Modell eLOAD modellierte stündliche Stromnachfrage als Input verwendet. Diese wird durch die zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien gedeckt, wobei die kraftwerksspezifischen Grenzkosten unter Beachtung von Brennstoff- und CO₂-Zertifikationskosten, dem Kraftwerkstyp und Alter sowie von Anfahrzeiten, Anfahrkosten und Stillstandszeiten berechnet werden. Für weitere Informationen zum Fundamentalmodell MiPU wird auf Michaelis (2018) verwiesen.

3.2 Annahmen und Datenbasis für die Lastmanagement-simulation und die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes

Für die Berechnungen wird das Jahr 2030 gewählt. Zu diesem Zeitpunkt ist die Transformation des Energiesystems sowie die Diffusion der Elektromobilität und weiterer Sektorkopplungstechnologien ins Stromsystem bereits fortgeschritten. Neue strombasierte Anwendungen machen somit einen substantziellen Teil der Stromnachfrage aus.

Die jährlich aufgelöste Nachfrage auf Prozessebene sowie die Elektrizitätseinspeisung aus EE, der verwendete Kraftwerkspark sowie Brennstoff- und CO₂-Preise sind dem Basisszenario der *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* entnommen (Pfluger et al. 2017). Stromimporte werden nicht betrachtet. Die Elektrizitätsnachfrage des Basisjahres 2012, welche für die Projektion der Systemlast herangezogen wird, ist ENTSOE (2017) entnommen.

Im Rahmen der Simulation des Lastmanagement-einsatzes von Elektrofahrzeugen werden ausschließlich private Pkw, d. h. keine Flottenfahrzeuge berücksichtigt. Letztere gehen jedoch in die Projektion der Systemlast ein. Darüber hinaus wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die vollständige Last der privaten Elektrofahrzeuge grundsätzlich flexibel ist. Restriktionen ergeben sich jedoch einerseits durch den Aufenthaltsort der Elektroautos und andererseits durch die Speichergröße und die Lastgrenzen für den Ladevorgang. Die durch die Elektromobilität bedingte Stromnachfrage beträgt 11,6 TWh (siehe Kapitel 2).

Diese wird für die Berechnung von Lastmanagementpotenzialen und Kraftwerkseinsatz aus Gründen der Konsistenz für alle Szenarien als konstant angenommen. Für Privatfahrzeuge ist Laden zu Hause und am Arbeitsplatz erlaubt. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass im Rahmen des simulierten Lastmanagementes der Strombezug von Elektrofahrzeugen (unter Einhaltung sonstiger technischer Restriktionen) dann verschoben werden kann, wenn diese sich am Arbeitsplatz oder am Wohnort befinden.

3.3 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Systemlast

Für das Jahr 2030 wird von einem Jahresstrombedarf von 446,4 TWh ausgegangen (Pfluger et al. 2017). Bis 2030 ergibt sich, bedingt durch Effizienzgewinne, vor allem im Bereich der Beleuchtung im Haushalts- und GHD-Sektor, ein leichter Rückgang der Gesamtstromnachfrage. Dadurch sinkt die stündliche Last insbesondere zwischen 8 und 20 Uhr leicht ab. Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, verteilt sich der Strombezug für den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen vor allem in die Zeit von 6 Uhr morgens bis 22 Uhr. Der beschriebene Effekt schlägt sich, dies zeigt Abbildung 4, entsprechend auf die Struktur der Systemlast nieder.

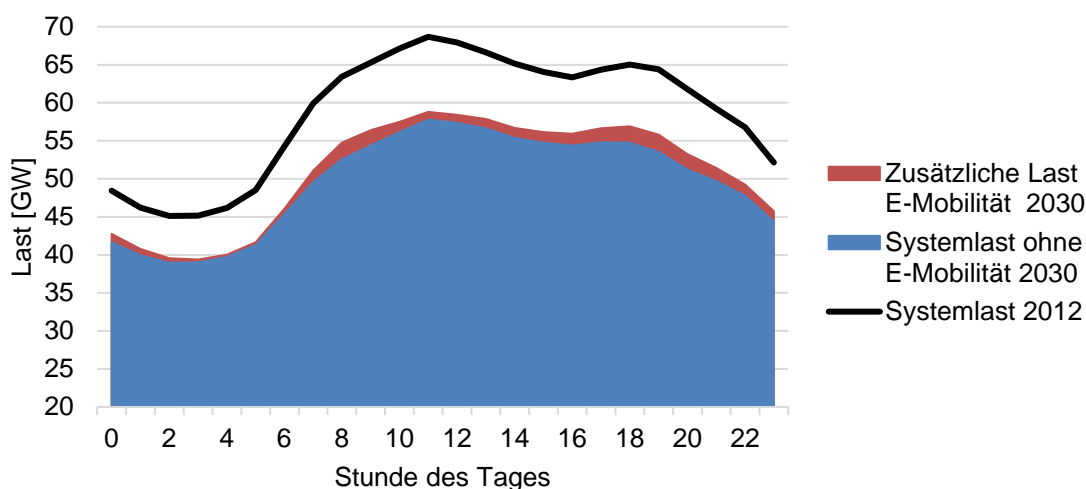


Abbildung 4: Mittlere Systemlast Deutschlands für die Jahre 2012 (Linie) und 2030 (Fläche). Für das Jahr 2030 zeigt die rote Fläche die Last privater Elektrofahrzeuge (3,7 kW-Szenario)

Durch den hohen Anteil von Fahrzeugen, die unmittelbar nach dem letzten Weg des Tages laden, steigt die Lastspitze auch unter Berücksichtigung von Ladevorgängen am Arbeitsplatz abends zusätzlich an und unterscheidet sich in seiner Höhe nur noch geringfügig von der Mittaglastspitze. Insgesamt verändert die Elektromobilität somit – auch in den 2030 nachfolgenden Jahren – die Struktur

der Systemlast und verschiebt diese in die Mittags- und Abendstunden. Im Mittel erhöht sich die Systemlast im Jahr 2030 (im ungesteuerten Fall) bedingt durch private Elektrofahrzeuge um 1,3 GW. Durch die unterschiedliche Ladeleistung innerhalb der untersuchten Szenarien ergeben sich aus Sicht der Systemlast (in stündlicher Auflösung) lediglich geringfügige Unterschiede.

3.4 Lastmanagement von Elektrofahrzeugen

Der vorangegangene Abschnitt zeigt den substanziellen Anteil der E-Mobilität an der Gesamtstromnachfrage auf. Da Elektrofahrzeuge gleichzeitig hohe Stillstandszeiten aufweisen, innerhalb derer die Ladeleistung verschoben werden könnte, sind diese grundsätzlich geeignet für den Einsatz von Lastmanagement. Indem das Laden von privaten Elektrofahrzeugen gesteuert wird, wird innerhalb dieser Studie ein Anreiz geschaffen, den Ladevorgang in Zeiten von geringer Residuallast zu verschieben. Abbildung 5 zeigt das Ergebnis der Lastoptimierung für die drei betrachteten Szenarien (3,7 kW, 11 kW und 22 kW) in aggregierter Form. Hierbei ist die Änderung der Last von privaten Elektrofahrzeugen durch Lastmanagement dargestellt. Einerseits in den Morgenstunden und andererseits von 12 Uhr bis 22 Uhr ergibt sich eine negative Laständerung. Das bedeutet, dass Last aus diesen Stunden herausgeschoben wird. Der Ladevorgang findet stattdessen insbesondere in den Nachtstunden zwischen 23 und 5 Uhr statt. Dies gilt für alle Szenarien.

Indes zeigt sich im Vergleich der Szenarien, dass sich die Änderung zwischen den Stunden mit Zunahme der Ladeleistung verstärkt und auf eine geringere Anzahl von Stunden konzentriert, je höher die angelegte Ladeleistung ist. Dies ist auf die verkürzte Ladedauer bei höherer Ladeleistung zurückzuführen. Abbildung 6 zeigt systemische Auswirkungen des modifizierten aggregierten Ladeprofils: Indem die Residuallast als Anreizsignal für die Optimierung herangezogen wurde, können Residuallastspitzen deutlich – im Maximum um über 2 GW – verringert werden.

Teile des Strombedarfs werden durch die Optimierung in Zeiten verlagert, in denen die Residuallast gering ist oder sogar ein Überschuss an Erneuerbaren Energien, d. h. eine negative Residuallast, vorliegt. Dies trägt entsprechend zur Systemintegration von EE bei. Sowohl Abbildung 5 als auch Abbildung 6 weisen darüber hinaus auf Unterschiede hin, die sich durch die unterstellte Ladeleistung ergeben: Da die Flexibilität der Elektrofahrzeuge bei höherer Ladeleistung auch unter Einhaltung der Randbedingungen steigt, können Phasen, in denen ein hoher Anreiz zur Lastverschiebung besteht, besser ausgenutzt werden. Dies hat

höhere Änderungsraten des Lastprofils von Elektrofahrzeugen und in der Konsequenz höhere Maximallasten zur Folge, kann aber aus systemischer Sicht vorteilhaft sein, da die Residuallast geglättet wird und Residuallastspitzen auf diese Weise vermieden oder reduziert werden können.

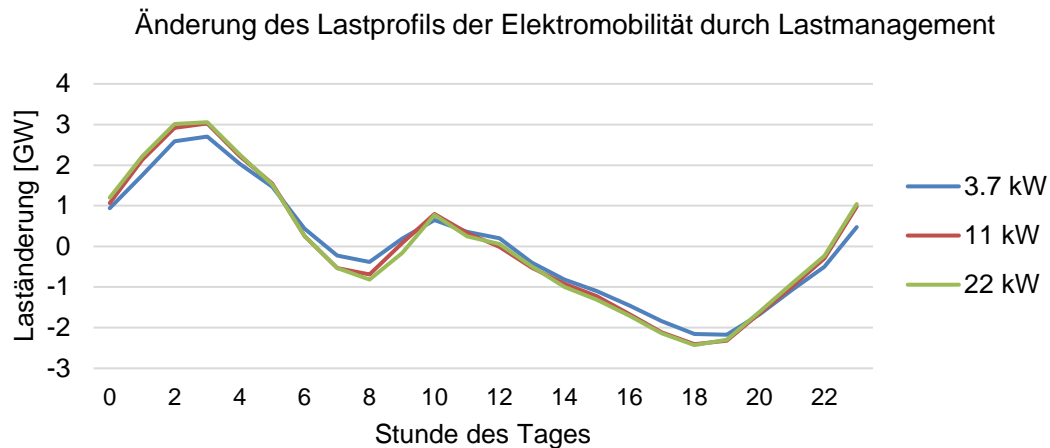


Abbildung 5: Laständerung von privaten Elektrofahrzeugen nach Lastmanagementoptimierung unter Berücksichtigung der Ladeleistung

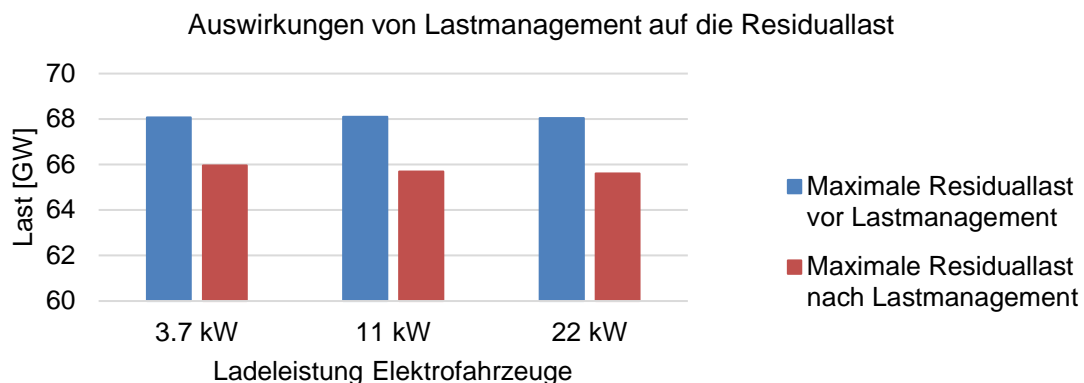


Abbildung 6: Maximale Residuallast vor und nach dem Lastmanagement Einsatz von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der Ladeleistung

3.5 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromgestehungskosten

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die Effekte der Diffusion der Elektromobilität auf die Struktur der Nachfrage betrachtet. An dieser Stelle soll auf die Perspektive der Elektrizitätserzeugung eingegangen werden.

Die Diffusion privater Elektrofahrzeuge hat – dies wurde bereits aufgezeigt – zunächst einen Anstieg der Elektrizitätsnachfrage um 2,7 % bis zum Jahr 2030 für die simulierte Marktpenetration zur Folge. Diese zusätzliche Energienachfrage wirkt sich – auch dies in Abschnitt 3.4 aufgezeigt – entsprechend auf die Systemlast aus und bedeutet zusätzliche Anforderungen an die Stromerzeugung. An dieser Stelle sei erneut darauf hingewiesen, dass die nationale Durchdringung der Elektromobilität für die Berechnung der Nachfrage und damit einhergehende Analysen der Stromerzeugung bei etwa 10 % des PKW-Bestands liegt und nicht variiert wird.

Die mithilfe des Fundamentalmodells MiPU ermittelten Grenzkosten der Stromgestehung reflektieren diesen Zusammenhang. Durch die zusätzlich zu erbringende Last steigen die Grenzkosten der Stromerzeugung um bis zu 6 % (mengengewichtet; siehe Abbildung 7). Dies bedeutet, dass sich die Diffusion privater Elektrofahrzeuge auch auf die Gesamtheit der Verbraucher auswirkt. Dabei ist berücksichtigt, dass die Struktur der Last einerseits durch die Ladeleistung innerhalb der betrachteten Szenarien und andererseits durch Lastmanagement beeinflusst wird.

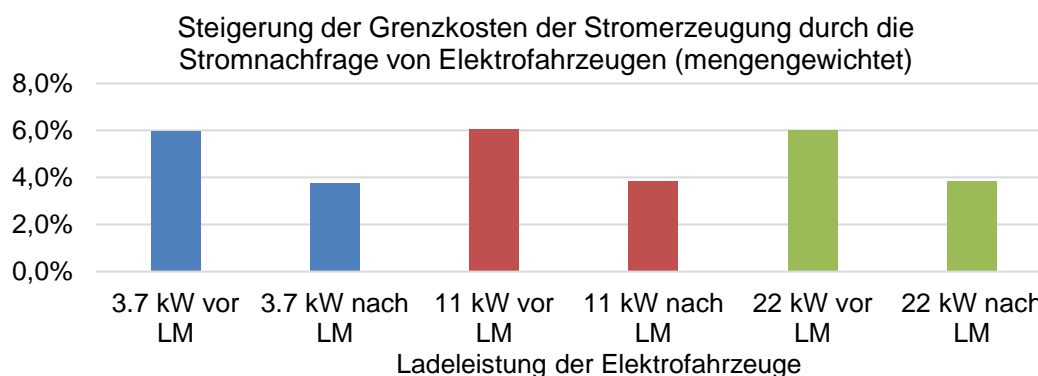


Abbildung 7: Ermittlung der prozentualen Zunahme der Grenzkosten der Stromerzeugung unter Berücksichtigung von Ladeleistung und Lastmanagement (LM)

Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung zwar in ähnlichem Maße ansteigen, hinsichtlich des Anstiegs jedoch geringfügige Unterschiede bestehen. Die stärkste Erhöhung ist dabei im Szenario 11 kW zu beobachten (siehe hierzu Abbildung 7). Dies betrifft sowohl den Fall vor als auch nach Lastmanagement. Dabei verändert sich bedingt durch die höhere Ladeleistung im 22 kW-Szenario das aggregierte Lastprofil aller Elektrofahrzeuge dahingehend, dass im Vergleich zum 11 kW-Szenario der Strombezug insgesamt geringfügig günstiger ist.

Es ist festzuhalten, dass sich der Anstieg der Grenzkosten der Stromerzeugung im Vergleich zur zusätzlichen Nachfrage in allen Szenarien überproportional auswirkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Last der Elektromobilität über den Tag nicht gleichverteilt ist, sondern insbesondere um die Mittags- und Abendzeit überproportional stark ansteigt, sofern diese nicht gesteuert wird. In der Konsequenz kommen verstärkt Kraftwerke zum Einsatz, die höhere Grenzkosten aufweisen, beispielsweise Gaskraftwerke (siehe Abbildung 8). Dieser Umstand führt entsprechend zu hohen Durchschnittsgestehungskosten. Insgesamt führt die zusätzliche Nachfrage der Elektromobilität zu einem höheren Einsatz aller konventionellen Kraftwerke.

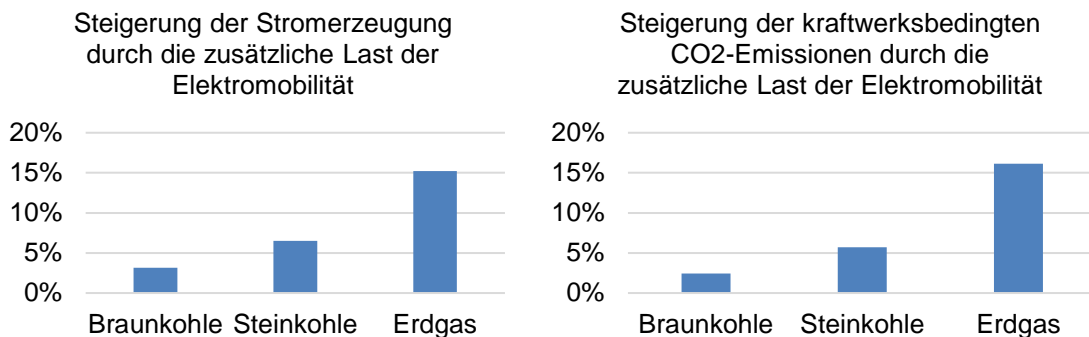


Abbildung 8: Auswirkungen der Diffusion der Elektromobilität und der damit einhergehenden zusätzlichen Stromnachfrage auf die Stromerzeugung. Vergleich der Stromerzeugung exkl. privater Elektrofahrzeuge mit dem Szenario 3,7 kW ohne Lastmanagement

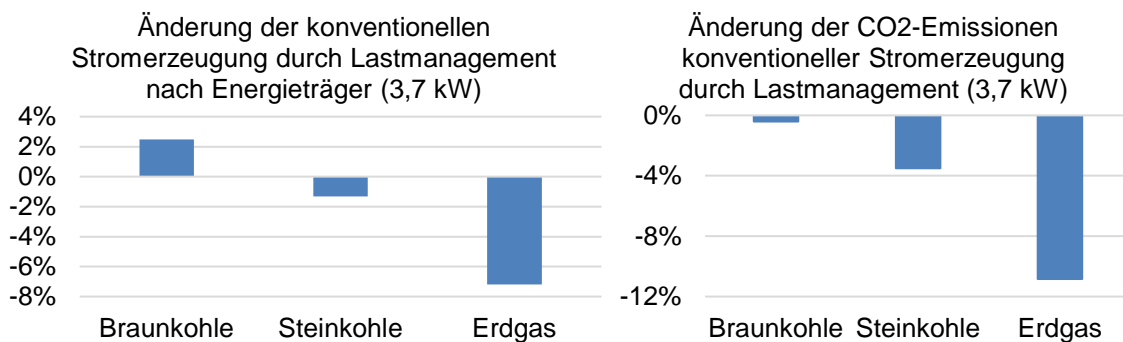


Abbildung 9: Auswirkungen von Lastmanagement auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke sowie die kraftwerksbedingten CO₂-Emissionen im Szenario 3,7 kW

Während sich aus der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen, d. h. zwischen 3,7 kW, 11 kW und 22 kW Ladeleistung in den betrachteten Szenarien, lediglich

geringfügige Effekte auf die Stromgestehungskosten ergeben, führt deren gezielte Steuerung zu einer merklichen Änderung der Stromerzeugungsstruktur, wie Abbildung 9 unterstreicht.

Lastverschiebungen aus dem Nachmittag/Abend heraus in die Nacht- bzw. frühen Morgenstunden führen dabei zu einer Verstetigung der Systemlast. Dadurch werden Kraftwerke mit höheren Grenzkosten seltener eingesetzt, was eine Reduktion der Stromerzeugung aus Gas- und Steinkohlekraftwerken und eine höhere Auslastung von Braunkohlekraftwerken zur Folge hat. Die Reduktion der Emissionen von Braunkohlekraftwerken trotz Steigerung der Stromerzeugung ist ebenfalls bedingt durch den verstetigten Kraftwerkseinsatz sowie den reduzierten Einsatz von Kraftwerken mit einer vergleichsweise geringeren Effizienz. Diese führt innerhalb des Modells zu höheren Grenzkosten und damit zu geringeren Einsatzzeiten des Kraftwerks.

4 Auswirkungen auf Stromverteilnetze und Netzentgelte

Eine der offenen Fragen im Zusammenhang mit Elektromobilität sind die potenziellen Auswirkungen auf das Stromnetz. Empirische Erhebungen über das heutige Ladeverhalten sowie Studien über das mögliche künftige Laden zeigen, dass Elektrofahrzeuge in Deutschland überwiegend – zu 80 % bis 90 % – zu Hause geladen werden (siehe Gnann et al. 2017 und Hardman et al. 2018). Somit stellt sich insbesondere die Frage, welche Auswirkungen die Elektromobilität auf das Niederspannungsnetz (Verteilnetz) hat. Das Laden von Elektrofahrzeugen hat möglicherweise auch Auswirkungen auf das vorgelagerte Mittel- und Hochspannungsnetz. Nach Robinius et al. (2018) sind diese aber eher als gering einzustufen. Weiterhin wurden im Jahr 2016 etwa 3,7 Mrd. Euro von den deutschen Verteilnetzbetreibern in die Netzinfrastruktur investiert (BNetzA 2017).

Die sich durch Netzausbau ergebenden Investitionen werden über die spezifischen Netzentgelte auf die Letztverbraucher im Verteilnetz umgelegt. Die spezifischen Netzentgelte machen etwa 23 % des Strompreises für Haushalte aus und haben somit einen hohen Einfluss auf diesen (siehe Abbildung 1).

In diesem Kapitel wird der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Stromnetze und die Netzentgelte für das Jahr 2030 untersucht. Hierzu wird im Abschnitt 4.1 zunächst das verwendete Modell Flexible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD)

vorge stellt. Zur Parametrisierung des Modells ist in Abschnitt 4.2 ein Untersuchungsfall definiert, in dem die Analysen aus Kapitel 2 integriert sind. Der Untersuchungsfall beinhaltet auch ein Netzszenario und ein PV-Ausbauszenario und ist hierbei an Marwitz (2018) angelehnt. In Marwitz (2018) befindet sich auch eine detaillierte Beschreibung des Modells FLEX-GOLD.

4.1 Das Simulationsmodell zu Netzentgelten

Im Modell FLEX-GOLD werden Lastflussrechnungen von elektrischen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Um die anliegende Last im Jahr 2030 auf dem Verteilnetz möglichst realitätsnah abbilden zu können, erfolgt eine Simulation von Haushaltslastgängen, dem Fahr- und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen und der Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen, die zukünftig neben Elektrofahrzeugen die Netzbelastung wesentlich bestimmen werden. Zusätzlich ist in diesem Modell ein Algorithmus zur Abbildung von Netzinvestitionsmaßnahmen implementiert, welche notwendig werden, wenn Netzüberlastungen beispielsweise durch das Laden von Elektrofahrzeugen auftreten. Hierbei wird in Anlehnung an (dena 2012) zwischen spannungsbedingten und thermisch bedingten Netzüberlastungen unterschieden. Spannungsbedingte Netzüberlastungen sind definiert als eine Spannungsabweichung an einem Netzknoten von über 4 % der Nennspannung. Im Fall einer spannungsbedingten Netzüberlastung baut der Algorithmus dem Netz ein Kabel vom Ortsnetztransformator bis zum letzten Drittel des überlasteten Netzstrangs hinzu. Eine thermische Überlastung liegt vor, falls der elektrische Strom den Nennstrom von Betriebsmitteln im Netz überschreitet. Im Falle einer thermischen Überlastung wird vom Ortsnetztransformator bis zur Hälfte des überlasteten Netzabschnitts ein neues Kabel mit 300 mm² Leiterquerschnitt zugebaut. Der Algorithmus ist unter Marwitz und Olk (2018) öffentlich zugänglich.

Zur ökonomischen Bewertung von Netzinvestitionen werden gewichtete Kapitalkosten (WACC) bestimmt. Hierbei wird ein Mischzinssatz aus der Eigenkapitalverzinsung des Verteilnetzbetreibers (6,91 % in der 3. Regulierungsperiode (BNetzA 2016)) und einer Fremdkapitalverzinsung angesetzt. Mittels der Annuitätenmethode werden die Kapitalkosten auf insgesamt 40 Jahre verteilt. Hieraus lassen sich dann die Änderungen bei den Netzentgelten berechnen.

4.2 Untersuchungsfall: Elektrofahrzeuge an einem vorstädtischen Niederspannungsnetz

Im folgenden Abschnitt ist ein Untersuchungsfall für das Jahr 2030 definiert. Es werden zuerst ein Haushalts-, PV- und ein Elektrofahrzeug (EV: Electric Vehicle)-Szenario vorgestellt, um die generelle Entwicklung dieser Einflussgrößen darzustellen. Die Auswirkungen der Szenarien werden anschließend an einem vorstädtischen Netz untersucht (siehe Abschnitt 4.2.2).

4.2.1 Haushalts-, Photovoltaik- und Elektromobilitätszenario

Es wird ein vorstädtisches Gebiet mit Einfamilienhäusern angenommen, in welchem im Schnitt in jedem Haushalt 2,5 Personen leben. Es ergibt sich somit ein Jahresstromverbrauch von 5.000 kWh pro Haushalt (VDI 2008).

Die PV-Durchdringung folgt der Annahme, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland jährlich 500 MW PV-Aufdach-Anlagenleistung zugebaut wird (Marwitz 2018). Umgerechnet auf das untersuchte Netzgebiet sind dort 60 kWp PV-Anlagenleistung installiert. Diese Leistung wird auf zehn PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von je 6 kWp verteilt (Marwitz 2018). Die Leistung jeder PV-Anlage ist auf 70 % der maximalen Anlagenleistung begrenzt (EEG 2017, § 9 Art. 2).

In Kapitel 2 wurde die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 mit rund 10 % im Bestand unabhängig von der Ladeleistung ermittelt. Es ist jedoch möglich, dass Elektrofahrzeuge zukünftig sehr konzentriert in einzelnen Netzen bzw. an einzelnen Netzsträngen geladen werden. Daher wird die Elektrofahrzeugdurchdringung, welche an dieser Stelle als der Anteil von Elektrofahrzeugen am Bestand im betrachteten Netz definiert wird, im untersuchten Niederspannungsnetz variiert, um auf diese Weise verschiedene Fälle abzubilden. Es werden hierbei die Fälle untersucht, in denen 5 %, 10 %, 20 % und 30 % aller Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Da unklar ist, mit welcher Leistung Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 an Hausanschlüssen geladen werden, wird zudem die Ladeleistung der Fahrzeuge variiert. Hier werden analog zu Kapitel 3 Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW untersucht.

Die Anzahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge spielt eine große Rolle bei der Planung von elektrischen Verteilnetzen. Bei einer geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen muss mit simultanem Laden und somit einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge gerechnet werden. Steigt die Zahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge an, so entstehen hohe Durchmischungseffekte, wel-

che den Gleichzeitigkeitsfaktor reduzieren (ef.Ruhr 2017). Die für das hier betrachtete Szenario angenommenen maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen je nach Ladeleistung und Durchdringung zwischen 30 und 75 % (siehe Abbildung 10). Die maximale Gleichzeitigkeit wird auch von der Ladeleistung beeinflusst, da sich hierbei unterschiedliche Ladedauern bei gleicher täglicher Fahrleistung ergeben und somit z. B. bei 3,7 kW Ladeleistung die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Autos zeitgleich laden höher ist, als bei einer Ladeleistung von 22 kW. Es wird weiterhin angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag abends nach dem letzten Weg zu Hause lädt⁷. Die Ladezeitpunkte werden anhand der kumulierten Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge in Deutschland sowie der genannten maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt. Die Ladedauer ergibt sich aus der täglich zurückgelegten Strecke. Da Elektrofahrzeuge überwiegend abends nach dem letzten Weg zu Hause laden, ergibt sich eine hohe Korrelation zwischen der Lastspitze der Haushalte (19:15 Uhr) und der maximalen Last der Elektrofahrzeuge.

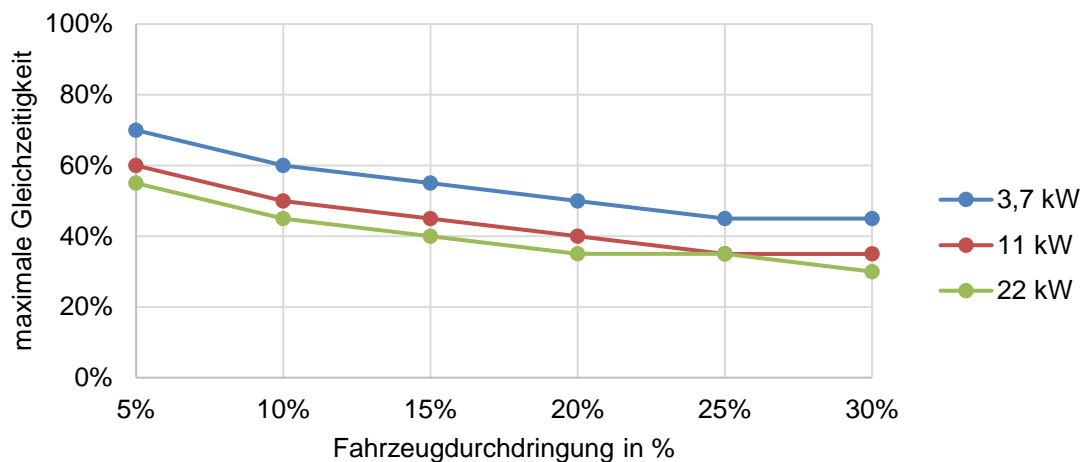


Abbildung 10: Maximale Gleichzeitigkeit für verschiedene Ladeleistungen und Elektrofahrzeugdurchdringungen (ef.Ruhr 2017, Nobis 2016)

Als weiteres Szenario werden die optimierten Ladeverläufe durch Lastmanagement für Elektrofahrzeuge aus Kapitel 3 untersucht. Bei optimierten Ladeverläufen fällt die Lastspitze der Haushalte (19:15 Uhr) und der Maximalwert des Leistungsbezugs der Elektrofahrzeuge nicht mehr, wie im nicht-optimierten Szenario, auf denselben Zeitbereich. Für diese optimierten Ladezeiten werden wiederum

⁷ In den Simulationen wird angenommen, dass das Laden am Arbeitsplatz in einem anderen Niederspannungsnetz erfolgt. Somit wird hier nur das Laden zu Hause betrachtet.

alle oben genannten Varianten bezüglich Ladeleistung und Durchdringung von Elektrofahrzeugen betrachtet.

4.2.2 Anwendungsfall elektrisches Niederspannungsnetz

Die Untersuchung wird anhand eines vorstädtischen Niederspannungsnetzes für das Jahr 2030 durchgeführt. Ein derartiges Netz wird als typisch ausgewählt, weil Studien über heutige Käufer von Elektrofahrzeugen bzw. Kaufinteressierte zeigen, dass sie eher aus dem kleinstädtischen bzw. ländlichen Umfeld stammen⁸.

Zur Parametrierung des Netzes werden Netzstrukturdaten aus Deutschland verwendet (ene't 2016). Jedes Kabel weist eine Länge von etwa 28 m auf. Dies entspricht der mittleren Länge von Niederspannungskabeln und Leitungen in Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte in Deutschland (Marwitz 2018). Das Netz wird von einem 630 kVA Ortsnetztransformator gespeist und setzt sich aus vier Strängen mit je 25 Netzknotten zusammen. Die wesentlichen Netzparameter sind in Abbildung 11 zusammengefasst.

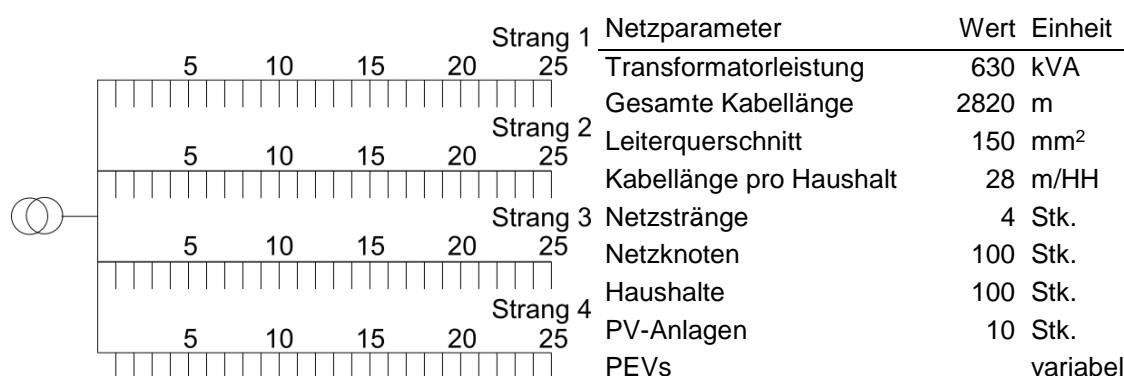


Abbildung 11: Topologie des vorstädtischen Netzes sowie die verwendeten Netzparameter

Mit jedem Netzknotten wird ein Haushalt (Einfamilienhaus) mit elektrischer Energie versorgt. Die Zuordnung der PV-Anlagen und der PEVs zu den Netzknotten erfolgt stochastisch. Die Netzknotten sind untereinander mit Kabeln des Typs NAYY-J mit einem Leiterquerschnitt von 150 mm² verbunden.

Für den Untersuchungsfall wird davon ausgegangen, dass der Verteilnetzbetreiber zur Umsetzung der Investition 40 % Eigenkapital einsetzt, dass mit 6,91 % (vor Steuer) verzinst wird (BNetzA 2016). Das restliche Fremdkapital wird mit 2,72 % verzinst (nach § 7 S. 7 StromNEV). Mit dem Mischzinssatz werden hier

⁸ Siehe Wietschel et al. (2012), Frenzel et al. (2015), Figenbaum et al. (2016).

die Kapitalkosten auf 40 Jahre verteilt, da dies die minimale regulatorische Abschreibungsdauer für diese Kabel ist (siehe StromNEV, Anlage 1).

4.3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzentgelte

4.3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzinvestitionsbedarf

Für den betrachteten, nicht optimierten, Untersuchungsfall besteht bei einer sehr geringen Ladeleistung von 3,7 kW der Elektrofahrzeuge kein Investitionsbedarf in das Niederspannungsnetz. Bei höheren Ladeleistungen ergibt sich für alle betrachteten EV-Durchdringungen ein Investitionsbedarf für das betrachtete Netzgebiet von 61.000 – 65.000 Euro (siehe Abbildung 12). Dies bedeutet Investitionen von 1.800 Euro (30 % Durchdringungsrate EV) bis 10.900 Euro (5 % Durchdringungsrate EV) pro im Netz befindlichen Elektrofahrzeug. Dass der Ausbaubedarf bei höheren Durchdringungsraten nicht steigt, ist begründet durch die steigenden Durchmischungseffekte bei einer höheren Anzahl Elektrofahrzeugen im Netz und die somit, wie in Abbildung 10 beschriebene, sinkende Gleichzeitigkeit.

Im Szenario mit gesteuerten Ladezeitpunkten ergibt sich für keine der untersuchten Varianten ein Ausbau- und somit Investitionsbedarf in das betrachtete Verteilnetz (siehe Abbildung 12).



Abbildung 12: Investitionsbedarf für das Netz aus Abbildung 11 in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung und der Ladeleistung der Fahrzeuge

Es lässt sich festhalten, dass eine niedrige Ladeleistung (3,7 kW) oder gesteuertes Laden für das gewählte Beispielnetz eine Investition in das Niederspannungsnetz vermeiden können.

4.3.2 Der Einfluss zusätzlicher Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Refinanzierung bestehender Netzinfrastruktur

Die sich durch Netzausbau ergebenden Investitionen im Niederspannungsnetz werden zum Großteil über einen Arbeitspreis pro Kilowattstunde, welcher anhand des Jahresstromverbrauchs ermittelt wird, auf die Letztverbraucher der Niederspannung im Verteilnetz umgelegt (spezifische Netzentgelte). Trotz möglicher höherer Investitionen in die Verteilnetze führt eine höhere Netzauslastung zur Senkung der Netzentgelte, weil diese auf eine größere Entnahmemenge verteilt werden. Es besteht nach § 14a EnWG die Möglichkeit, für Elektrofahrzeuge spezifische Netzentgelte anzubieten. Diese Option wird in der folgenden Analyse nicht berücksichtigt.

Für den in Abschnitt 4.2 definierten Untersuchungsfall tritt eine zusätzliche Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge von 13.800 kWh/a am Netz auf, falls 5 % aller Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Im Fall, dass 20 % aller Fahrzeuge elektrisch betrieben werden, steigt die Stromnachfrage um 50.500 kWh/a. Bei einer sehr hohen Durchdringung (30 % aller Fahrzeuge sind EVs) werden 77.800 kWh/a zusätzlich aus dem Netz benötigt. Da, wie in Kapitel 1 beschrieben, ein hoher Anteil der Netzkosten fixe Kosten sind und der variable Anteil nur sehr gering ist, führt eine höhere Auslastung der Netze zu sinkenden spezifischen Netzentgelten.

Die sich für den betrachteten Untersuchungsfall aus der Kombination der höheren Netzauslastung sowie des benötigten Netzausbaus durch Elektrofahrzeuge ergebenden geänderten spezifischen Netzentgelte sind in Abbildung 13 dargestellt.

Da bei einer Ladeleistung von 3,7 kW im betrachteten Netz kein Ausbaubedarf besteht, ergeben sich für diesen Fall in beiden Szenarien für alle EV-Durchdringungsraten sinkende spezifische Netzentgelte von 3 % bei einer Durchdringung von 5 % EV bis zu 14 % bei einer Durchdringung von 30 % EV. Dieselben Werte ergeben sich für das Szenario mit optimierten Ladezeitpunkten, da auch hier – für alle betrachteten Sensitivitäten – kein Ausbaubedarf besteht. Im Fall des ungesteuerten Ladens steigen die Netzentgelte bei einer Durchdringung von 5 % EV und einer Ladeleistung von 11 kW um 1 % an. Bei einer Ladeleistung von 22 kW kann ebenfalls eine Erhöhung um 1 % beobachtet werden. Steigt der Anteil der Elektrofahrzeuge auf 10 %, so sinken die spezifischen Netzentgelte für 11 kW und 22 kW um 2 % bzw. 1 % gegenüber dem Ausgangswert. Für die betrachteten höheren Durchdringungsraten sinken die Netzentgelte mit steigendem

Anteil von Elektrofahrzeugen im Netz um bis zu 11 % (Ladeleistung 11 kW), da nun die verbesserte Netzauslastung gegenüber den Netzinvestitionen überwiegt.

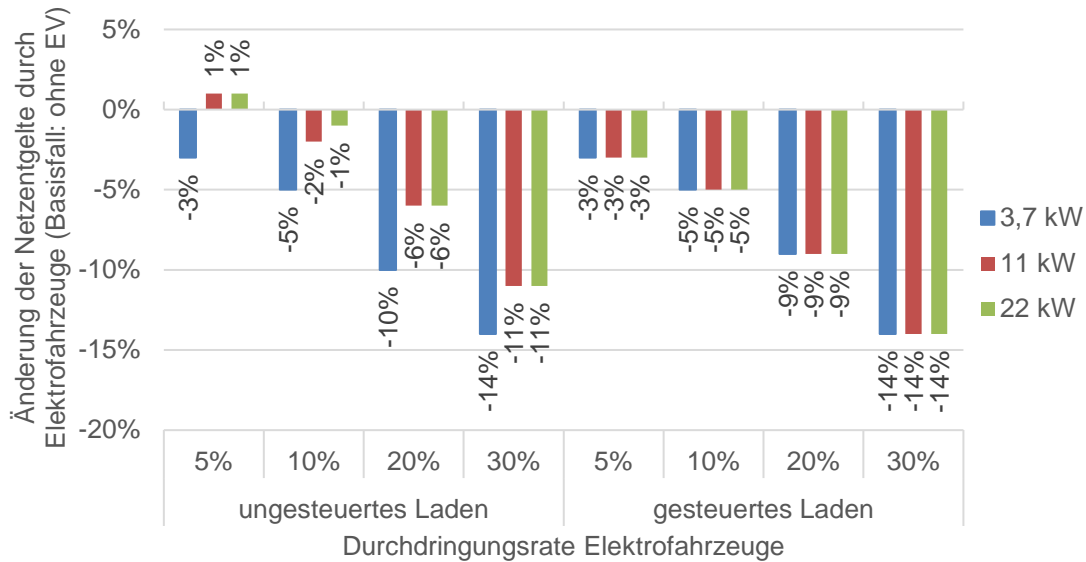


Abbildung 13: Einfluss der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf Netzentgelte in einem vorstädtischen Netz

Somit lässt sich für den untersuchten Fall bilanzieren, dass die spezifischen Netzentgelte, die aktuelle Regulierung vorausgesetzt, durch die Elektromobilität in fast allen Fällen deutlich sinken.

Durch die sinkenden Netzentgelte zahlen alle Haushalte ohne Elektrofahrzeuge auch in der Summe einen niedrigeren Betrag für Strom. Haushalte mit Elektrofahrzeugen benötigen zwar deutlich mehr Strom mit entsprechenden Auswirkungen auf die Höhe der Stromrechnung, aber auch sie profitieren von niedrigeren Strompreisen.

4.4 Diskussion der Effekte

Elektrofahrzeuge führen zu einer veränderten Stromnachfrage in elektrischen Netzen. Dies kann, abhängig von der Zahl der Elektrofahrzeuge, zu hohen Lastspitzen führen, auf die die Netze ursprünglich nicht ausgelegt wurden. Als Folge der hohen Lastspitzen kann daher ein zusätzlicher Netzinvestitionsbedarf entstehen, der wiederum über Netzentgelte refinanziert wird. Durch gesteuerte Ladezeiten können die sich ergebenden Lastspitzen verringert und somit der Netzausbaubedarf reduziert oder sogar vermieden werden.

Die zusätzliche Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen führt jedoch auch dazu, dass elektrische Netze, in die kapitalintensiv investiert wurde, besser ausgelastet werden können. Falls durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen keine zusätzlichen Netzkosten entstehen, verändern sich die absoluten Netzkosten zunächst nicht. Gleichzeitig sinken die spezifischen Netzentgelte durch die erhöhte Stromnachfrage aufgrund der Elektrofahrzeuge, da die Verteilungsgrundlage für die Netzkosten größer wird. Die dargestellte Analyse stellt ein typisches vorstädtisches Netz dar. Eine Übertragung auf alle Verteilnetze in Deutschland ist daher nur mit einem entsprechenden Vorbehalt zu machen, da sich die Netzstrukturen z. T. sehr deutlich unterscheiden.

4.5 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien

In letzter Zeit haben Studien den möglichen Einfluss von Elektromobilität auf den Netzausbau in Deutschland analysiert.

Diese Studien weisen i. d. R. einen unterschiedlichen methodischen Ansatz und unterschiedliche Verteilnetzauslegungen bzw. Versorgungsgebiete sowie Marktdurchdringungsraten von Elektrofahrzeugen auf. Nobis (2016) kommt bei seinen Analysen zum Fazit, dass bei einer Beschränkung der Ladeleistungen zu Hause auf 3 kW selbst bei einer Marktdurchdringung mit EV von 100 % i. d. R. keine Probleme mit den Ortsnetztransformatoren auftreten werden. Geringere Marktdurchdringungen erlauben eine deutlich höhere Ladeleistung. Die positive Rolle einer Blindleistungsregelung für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird hervorgehoben.

In Lui (2018) wird als ein Fazit gezogen, dass generell das deutsche Mittelspannungsnetz und die untergeordneten Niederspannungsnetze in der Kleinstadt gut genug ausgelegt sind. Somit verursachen die Elektrofahrzeuge hier kaum technische Probleme. Bei Vorhandensein von Schwachstellen in Netzen innerhalb einer Großstadt und eines ländlichen Gebiets sollten gegebenenfalls Netzverstärkungsmaßnahmen zum Einsatz kommen. Bei einer Überlastung des Ortsnetztransformators wird dessen jährlicher Lebensdauerverbrauch deutlich erhöht. Dies kann allerdings nur dann unterdrückt werden, wenn die Batterien der Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden können.

In Oliver Wyman (2018) wird darauf verwiesen, dass eine Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen dazu führt, dass bis 2030 kaum Netzinvestitionen in Deutschland notwendig werden, selbst wenn höhere Marktdurchdringungsraten von Elektrofahrzeugen unterstellt werden.

Somit bestätigen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit die Ergebnisse von anderen aktuellen Studien zum Ausbaubedarf von Stromnetzen. Ergänzend zu den Ergebnissen dieser Studien betrachtet die hier vorliegende Arbeit auch die Effekte, die sich durch die Elektromobilität auf die Netzentgelte ergeben. Neben kostensteigernden Wirkungen durch notwendige Investitionen können sich auch spezifische Kostensenkungen ergeben, wenn die Auslastung der Netze erhöht wird. Nach Wissen der Autoren ist dieser Effekt bisher wenig in Studien untersucht worden.

5 Gesamtbetrachtung des Einflusses auf die Haushaltstrompreise

5.1 Netzentgelte und Stromgestehungskosten

Im Rahmen dieser Studie werden mehrere Effekte unter Berücksichtigung des aus der unterstellten Ladeleistung resultierenden Ladeverhaltens untersucht. Auf Seiten der Netze wird unter Beachtung des Anteils von Elektrofahrzeugen innerhalb des beschriebenen Netzgebiets zusätzlich betrachtet, inwieweit die Diffusion von Elektrofahrzeugen die Entwicklung der Netzentgelte bedingt. Im Hinblick auf die Stromgestehungskosten wird analysiert, wie die zusätzliche elektrische Last durch Elektrofahrzeuge die stündlichen Stromgestehungskosten beeinflusst. Beide Aspekte, die Gestehungskosten sowie die Ausgaben für Netzausbau, wurden sowohl für ungesteuertes als auch für gesteuertes Laden quantifiziert. Zum Vergleich der Effekte wird die Änderung des Strompreises in Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) für Haushaltskunden berechnet⁹. Während die Stromgestehungskosten durch die zusätzliche Stromnachfrage der Elektromobilität in allen Szenarien steigen, führt die Diffusion von Elektrofahrzeugen bereits bei einer geringen Durchdringung ($\geq 5\%$) lokal zu sinkenden Netzentgelten. Insgesamt ist der Anstieg der Stromgestehungskosten, im Detail dargestellt in Abschnitt 3.5, bei einem Elektrofahrzeuganteil über 10 % geringer, als die Veränderung der

⁹ Hierbei werden neben Stromgestehungskosten und Netzentgelten auch die sonstigen Strompreisbestandteile miteinbezogen. Grundsätzlich wird von einer ausschließlichen Beschaffung am Spotmarkt, d. h. zu den berechneten Stromgestehungskosten, ausgegangen. Dabei wird eine EEG-Umlage von 6 ct/kWh verwendet. Für Vertriebskosten und Gewinn der Stromerzeugung wird von 1,86 ct/kWh ausgegangen. Dies entspricht dem Mittel der für die Jahre 2010 – 2013 für Haushaltskunden angenommenen Kosten für Vertrieb (Energy Brainpool (2013)). Alle weiteren Preisbestandteile sowie die Stromsteuer sind BNetzA (2016) entnommen und werden als konstant angenommen.

Netzentgelte (siehe hierzu Abbildung 14). Dadurch werden die steigenden Stromgestehungskosten bereits bei geringer lokaler Durchdringung durch die sinkenden Netzentgelte überkompensiert. Die Ausgaben für Strom von Haushalten ohne Elektrofahrzeug sinken daher bereits bei geringer Durchdringung von Elektrofahrzeugen um bis zu 3,7 %. Lediglich bei einer lokal geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen ist mit einer relativen Steigerung des Strompreises zu rechnen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen einen bedeutenden Faktor für die Entwicklung des Strompreises darstellt. In diesem Zusammenhang muss betont werden, dass die Gesamtjahresstromnachfrage der Elektromobilität in allen betrachteten Szenarien konstant bleibt. Die Durchdringungsrate wird lediglich lokal im betrachteten Verteilnetzgebiet variiert. Aus Abbildung 14 geht zudem hervor, dass die Reduktion des Haushaltsstrompreises (bei einer Durchdringung $\geq 20\%$) im 11 kW-Szenario bei ungesteuertem Laden am geringsten und im Falle von Lastmanagement am stärksten ist. Dieser Effekt, auf den bereits in Abschnitt 3.5 eingegangen wird, ist auf das Ladeprofil der Elektrofahrzeuge in den jeweiligen Szenarien zurückzuführen.

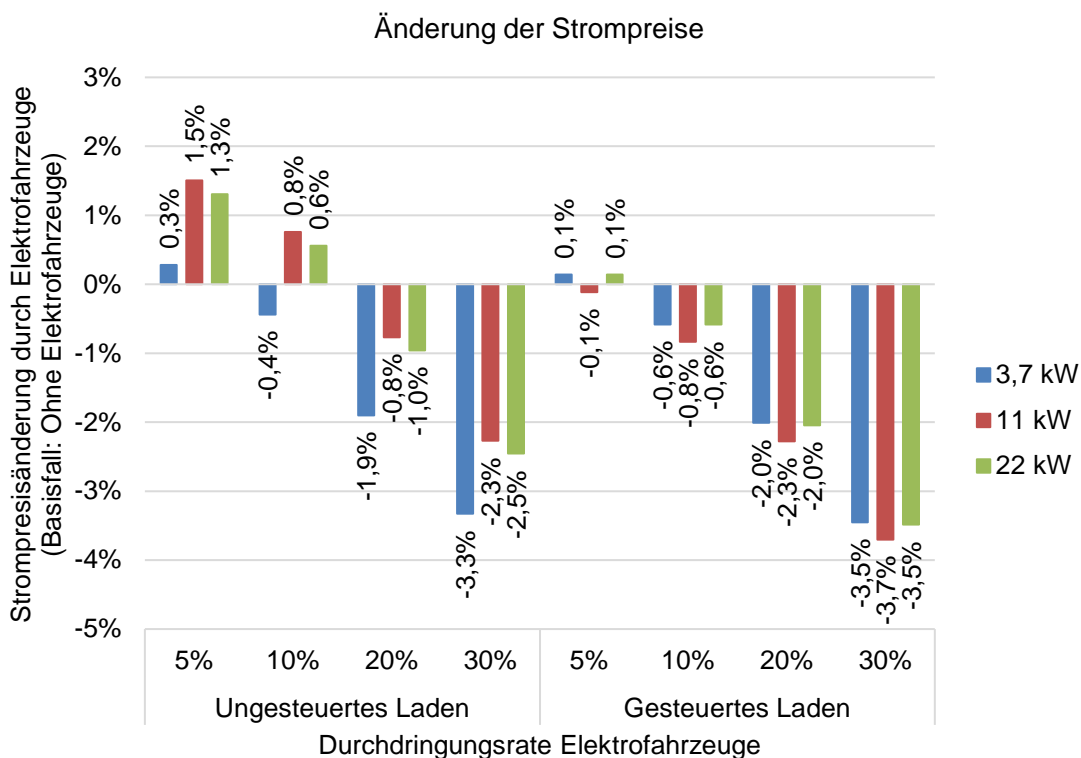


Abbildung 14: Gesamtänderung der Strompreise für Haushaltskunden, für gesteuertes/ungesteuertes Laden

Hervorzuheben ist, dass das Lastmanagement von Elektrofahrzeugen mit dem Ziel der Residuallastglättung auf nationaler Ebene durchgeführt wurde, wobei Anreiz- oder Engpasssignale aus dem betrachteten Verteilnetz nicht berücksichtigt wurden. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass die Laststeuerung zu einem netzdienlichen Verhalten der Elektrofahrzeuge führt.

5.2 Diskussion

In dieser Arbeit wurde der Einfluss der beiden wichtigen Preisbestandteile für den Haushaltsstrompreis, die Netzentgelte auf dem Niederspannungsnetz sowie die Strombeschaffungskosten analysiert. Die Netzentgelte auf den höheren Spannungsebenen wurden nicht untersucht, sie liegen aber auch deutlich unter denen des Niederspannungsnetzes. Die EEG-Umlage zur Finanzierung des Ausbaus von Erneuerbaren hat ebenfalls einen großen Einfluss (siehe Abbildung 1) und auch sie kann durch die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen deutlich beeinflusst werden. Auf der einen Seite wird es einen deutlich dämpfenden Effekt geben, weil die Umlage dann auf eine deutlich größere Menge an Strom umgelegt wird. Auf der anderen Seite müssen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele aufgrund der steigenden Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge mehr Erneuerbare zugebaut werden. Dies könnte zu steigenden Grenzkosten führen. Welcher der beiden gegenläufigen Effekte überwiegt, konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden.

Die anderen Preisbestandteile des Stroms für Haushaltskunden dürften durch die Elektromobilität weniger tangiert werden.

Bei einer Gesamtbetrachtung aller Effekte der Elektromobilität müsste eine weit- aus umfassendere Betrachtung angestellt werden. So sind beispielsweise auch die Effekte durch den Rückgang der Benzin- und Dieselnachfrage einschließlich der hieraus resultierenden Verluste bei den Steuereinnahmen zu kalkulieren. Dies schließt auch Betrachtungen wie den Rückgang an Exportausgaben für Erdöl und die zusätzlichen Gewinne an Wertschöpfung und Steuereinnahmen durch die zusätzliche Stromproduktion in Deutschland ein. Auch müssten die Effekte durch die geänderte Wertschöpfung in der Automobilproduktion betrachtet werden.

Eine derartige Gesamtbetrachtung ist komplex und wird im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen. Verwiesen wird aber darauf, dass eine Analyse von ganzheitlichen Studien zeigt, dass kein einheitliches Bild hierzu gezeichnet wird und dass die Effekte stark von verschiedenen Annahmen determiniert werden.

Allerdings kommt die Mehrheit der Studien zu dem Fazit, dass die volkswirtschaftlichen Effekte der Elektromobilität auf Deutschland eher positiv sein könnten (siehe Wietschel et al. (2017) und European Climate Foundation (2017)).

6 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und weitere Forschungsfragen

Die Studie untersucht den möglichen Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Haushaltsstrompreis in Deutschland. Die beiden großen Einflussfaktoren auf den Strompreis, die Preise durch die Strombeschaffung auf dem Strommarkt sowie die Netzentgelte, werden detailliert für das Jahr 2030 untersucht. Die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten werden dabei mit einem stundenbasierten Kraftwerkseinsatzmodell quantifiziert. Der Einfluss auf die Netzentgelte wird über eine Lastflussrechnung in einem typischen vorstädtischen Netzgebiet für Deutschland untersucht.

Als wesentliches Ergebnis der Berechnungen zu den Stromgestehungskosten lässt sich festhalten, dass die neue Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen dazu führt, dass Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten eingesetzt werden müssen. Durch ein gesteuertes Beladen von Elektrofahrzeugen in Zeiten niedrigerer Stromnachfrage könnten diese Mehrkosten allerdings merklich abgesenkt werden.

Im Bezug zu den Berechnungen zum Stromverteilnetz ergibt sich, dass relevante zusätzliche Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge für das untersuchte Versorgungsgebiet nur dann anfallen, wenn eine hohe Ladeleistung (11 kW und mehr) mit ungesteuertem Laden zusammen anfällt. Wenn man das Laden der Elektrofahrzeuge steuert, fallen bei einer Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen bis zu 30 % keine zusätzlichen Netzinvestitionen in den untersuchten Fällen an. Dieses Ergebnis bestätigt damit Ergebnisse aus anderen Studien. Einschränkend muss man allerdings festhalten, dass die Verteilnetze in Deutschland sehr unterschiedlich ausgestaltet sind und es in Einzelfällen deshalb durchaus zu höheren Netzinvestitionen durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeuge kommen kann.

Nach Wissen der Autoren wird in der Studie erstmalig der Effekt einer Marktdurchdringung auf die Netzentgelte, die den größten Anteil an den Strompreisen von deutschen Haushalten ausmachen, untersucht. Durch den höheren Stromabsatz durch Elektrofahrzeuge wird das Stromnetz deutlich besser ausgelastet.

Auf Basis der aktuellen Stromnetzregulierung, können die durchschnittlichen spezifischen Strompreise von Haushalten hierdurch zum Teil (gegenläufig zum Effekt bei den Stromgestehungskosten) deutlich gesenkt werden.

Nimmt man beide Effekte zusammen, so überwiegen i. d. R. die entgeltensenkenden Effekte der Netzentgelte und in der Summe können je nach unterstelltem Fall die spezifischen Strompreise für deutsche Haushalte um bis zu 4 % im günstigsten Fall gesenkt werden. Dies mag man als nicht sehr relevant einordnen, aber im Rahmen der öffentlichen Diskussion, in welcher häufig warnend auf die möglichen hohen Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge verwiesen wird, kann die Studie zur Versachlichung der Diskussion beitragen.

Als Handlungsempfehlung an die Politik lässt sich folgern, dass ein gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen durch einen entsprechenden Ordnungsrahmen unterstützt und angereizt werden sollte. Auch kann bei einer höheren Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen die Begrenzung der Ladeleistung auf 11 kW sinnvoll sein. Wie Untersuchungen zeigen, haben höhere Ladeleistungen zu Hause i. d. R. kaum einen positiven Effekt auf die Fahrleistung von Elektrofahrzeugen, wodurch eine Begrenzung der Ladeleistung die Mobilität der Fahrzeugnutzer so gut wie nicht einschränkt. Zu überlegen wäre auch, ob eine hohe Ladeleistung (22 kW und mehr) von Haushalten mit Elektrofahrzeugen, die zu höheren Netzinvestitionen führt, über das übliche Umlagesystem von allen Haushalten getragen werden sollte. Alternativ kann man darüber nachdenken, ob diese nicht alleine von den Elektrofahrzeugnutzern zu tragen wären. Dabei sind Abwägungen bezüglich möglicher Auswirkungen auf den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen einzubeziehen.

Wichtig ist weiterhin, dass bei der Strompreisregulierung die möglichen positiven Effekte der Elektromobilität berücksichtigt werden und so die möglichen Preissenkungen des Haushaltsstrompreises in Deutschland durch die Elektromobilität erreicht werden können.

Künftige Untersuchungen sollten auch die Effekte von Elektrofahrzeugen auf die elektrischen Übertragungsnetze sowie die möglichen Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die EEG-Umlage mit einbeziehen. Weiterhin bieten sich ergänzende Untersuchungen zu Verteilnetzen an, weil diese sehr heterogen sind und die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen deshalb sehr unterschiedlich sein können. Weiterhin kann ein Untersuchungsgegenstand sein, wie sich mögliche Änderungen bei der Ausgestaltung der Netzentgelte auswirken würden. Dies kann sich beispielsweise auf spezielle Netzentgelte für Elektrofahrzeuge beziehen, die

unter denen der regulären Netzentgelte liegen, oder eine Umstellung der Netznutzungsgebühren in Richtung einer Finanzierung über die Leistung und nicht mehr über die gelieferte Strommenge.

Eine weitere Fragestellung, die hier nicht untersucht wurde, sind die Auswirkungen der Nutzung von öffentlichen Schnelladesäulen auf die elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze.

7 Quellen


- AGEB (2017): Energieverbrauch in Deutschland in Jahr 2016. Download vom 10.11.2018: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=ageb_jahresbericht2016_20170301_interaktiv_dt.pdf
- BDEW (2018): Strompreisanalyse Mai 2018 für Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Download vom 09.06.2018: https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf.
- BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group, Prognos. Studie im Auftrag des BDI.
- Boßmann, Tobias (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Bundesnetzagentur (2016): Beschluss – BK4-16-160 – Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach §7 Abs. 6 StromNEV.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Download vom 29.10.2018. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Download vom 29.03.2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Capros, P.; De Vita, A.; Tasios, N.; Siskos, P.; Kannavou, M.; Petropoulos, A.; Evangelopoulou, S.; Zampara, M.; Papadopoulos, D.; Nakos, Ch.; Paroussos, L.; Fragkiadakis, K.; Tsani, S.; Karkatsoulis, P.; Höglund-Isaksson, L.; Winiwarter, W.; Purohit, P.; Gomez-Sanabria, A.; Frank, S.; Kesting, M. (2016): EU Reference scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2030. doi: 10.2833/001137.
- dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH; Hrsg.) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie).
- Deutsche Bundesbank (2018): "Zeitreihe BBK01.WU0017: Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Insgesamt / Monatsdurchschnitte. URL: https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_details_value_node.html?tsId=BBK01.WU0017 (abgerufen am: 29.05.2018)
- ef.Ruhr GmbH (2017) (Hrsg.): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Dortmund, 2017.
- Eisenmann, C. (2018): Mikroskopische Abbildung von Pkw-Nutzungsprofilen im Längsschnitt. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie.

- Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Agora Energiewende. Download am 30.07.2018. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Zusammenhang-Stromboersen-Preise-Endkundenpreise/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf.
- ene't Netznutzung Strom – ene't GmbH (2016): URL: <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten/netznutzung-strom>.
- ENTSOE (2017): Consumption Data. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Download am 31.01.2018. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.
- Figenbaum, E; Kolbenstvedt, M. (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users – Results from a survey of vehicle owners. TØI Report 1492/2016
- Frenzel, I. et al. (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland – Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung. DLR Institut für Verkehrsforschung.
- Funke, S. Á. (2018): Techno-ökonomische Gesamtbewertung heterogener Maßnahmen zur Verlängerung der Tagesreichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen. Dissertation, Universität Kassel.
- Gnann, T. (2015): Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Dissertation. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-364342.html>
- Gnann, T.; Plötz, P.; Globisch, J.; Schneider, U.; Dütschke, E.; Funke, S. Wietschel, M.; Jochem, P.; Heilig, Mi.; Kagerbauer, M.; Reuter-Oppermann, M. (2017): Öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Ergebnisse der Profilregion Mobilitätssysteme Karlsruhe. Fraunhofer-ISI: Karlsruhe
- Gnann, T.; Klingler, A.; Kühnbach, M. (2018): The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure, *Journal of Power Sources*, Vol 390, p. 20-29, doi: 10.1016/j.jpowsour.2018.04.029.
- Hardman, S.; Jenn, A.; Tal, G.; Axsen, J.; Beard, G.; Daina, N.; Figenbaum, E.; Jakobsson, N.; Jochem, P.; Kinnear, N.; Plötz, P.; Pontes, J.; Refa, N.; Sprei, F.; Turrentine, T.; Witkamp, B. (2018): A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. In *Transport Reserach Part D*. (2018), 508 -523.
- IEA (2017): Energy Technology Perspectives 2017. International Energy Agency (IEA), Paris.
- Lui, L. (2018): Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze, Technische Universität Darmstadt, Dissertation.
- Marwitz, S. (2018): Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze. Dissertation. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>.
- Marwitz, S.; Olk, C. (2018): Extension Algorithm for Generic Low-Voltage networks. *Journal of Physics: Conference Series* 977 012006, doi: 10.1088/1742-6596/977/1/012006

- Michaelis, Julia (2018): Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- Nobis, P.R.R. (2016): Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Zusammenfassung des 2. Endberichts. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf>, zuletzt aufgerufen am 15.02.2017.
- Öko-Institut et al. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, durchgeführt von Kasten, P.; Mottschall, M., Köppel, W.; Degünther, Ch.; Schmied, M.; Wüthrich, Ph. Öko-Institut e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), INFRAS. Berlin: Öko-Institut
- Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd; Bernath, Christiane; Boßmann, Tobias; Deac, Gerda et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download am 21.01.2018. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2013): Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge. Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Wietschel, M. (2014): Modelling market diffusion of electric vehicles with real world driving data — Part I: Model structure and validation Elsevier, Ecological Economics Vol 107, Nov 2014, pages 411-421.
- Robinius, M.; Linßen, J.; Grube, Th.; Reuß, M.; Stenzel, P.; Syranidis, K.; Kuckertz, P.; Stolten, D. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 408. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Vahlenkamp, T.; Ritzenhofen, I.; Gersema, G.; Engel, H.; Beckmann, N. (2018): Energiewende-Index: Die Verkehrswende kommt – eine Herausforderung vor allem für die Verteilnetze. McKinsey-Studie, et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9/2018.
- Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.) (2008): VDI 4655:2008-05 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Beuth Verlag, Berlin.
- Wietschel, M. et al. (2012): Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten „Early Adoptern“. Studie für das BMWi. Fraunhofer ISI, IREES.

Wietschel, M.; Thielmann, A.; Plötz, P.; Gnann, T.; Sievers, L.; Breitschopf, B.; Doll, C.; Moll, C. (2017): Perspektiven des Wirtschaftsstandorts Deutschland in Zeiten zunehmender Elektromobilität. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 09/2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Karlsruhe.

Oliver Wyman (2018): Blackout – Elektromobilität setzt Netzbetreiber unter Druck. TU München.



Autorinnen und Autoren

Martin Wietschel, Matthias Kühnbach, Judith Stute, Till Gnann, Simon Marwitz,
Marian Klobasa

Fraunhofer ISI
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme

Kontakt: Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Str. 48

76139 Karlsruhe

E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe, November 2018