



Universität Stuttgart
Institut für Arbeitswissenschaft und
Technologiemanagement IAT

Georg Göhler | Claudio Schmaus | Dr. Anna-Lena Klingler

Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge

METASTUDIE

Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge

METASTUDIE



Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	3
1. Einleitung	4
2. Entwicklung der Elektromobilität	5
2.1 Aktueller Stand der Elektromobilität	5
2.2 Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge	5
3. Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge	8
3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Gesamtenergieverbrauch und die Netzstabilität....	8
3.1.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Gesamtenergieverbrauch.....	8
3.1.2 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Lastgang bei ungesteuertem Laden	9
3.2 Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge als primäres Problem der Verteil- und Niederspannungsnetze.....	11
3.3 Netzbelastungen von Elektrofahrzeugen in ländlichen, suburbanen und urbanen Gebieten	11
3.4 Zusammenfassung der Erkenntnisse	15
4. Netzdienstleistungen	17
4.1 Arten von Netzdienstleistungen.....	17
4.2 Demand Side Management	19
4.2.1 Definition und Abgrenzung	19
4.2.2 Notwendige Voraussetzungen	19
4.2.3 Potential des Demand Side Management	20
4.3 Regelleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge.....	22
4.3.1 Regelleistungsarten und Herausforderungen.....	22
4.3.2 Technisches Potential	26
4.3.3 Wirtschaftliches Potential	28
4.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse	30
4.4 Blindleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge	31
4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse	33
5. Zusammenfassung und Fazit	36
6. Literaturverzeichnis	38
7. Anhang	46

Abkürzungsverzeichnis

APG	APG-Regelzone: Austrian Power Grid-Regelzone
BEV	Batterie-Elektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BLR	Blindleistungsregelung
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand Side Management
EMS	Energiemanagementsystem
EV	Elektrofahrzeug (Electric Vehicle)
EVI	Electric Vehicle Initiative
FCEV	Brennstoffzellen-Fahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle)
G2V	Grid-to-Vehicle
HSN	Hochspannungsnetz
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologie
MRL	Minutenreserveleistung
MSN	Mittelspannungsnetz
PEV	Plug-In Electric Vehicle (BEV & PHEV)
PFC	Leistungsfaktorkorrekturfilter (Power Factor Correction)
PHEV	Plug-In Hybridfahrzeug
PRL	Primäre Regelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
SOC	Batterie-Ladestand (State Of Charge)
SRL	Sekundäre Regelleistung
TE	Technische Einheit
TRL	Tertiäre Regelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid

1. Einleitung

Im Zuge der Energiewende in Deutschland und dem damit einhergehenden Ausbau erneuerbarer Energien wurden auch im Bereich Elektromobilität ehrgeizige Ziele festgelegt (NPE 2018; BMU 2009). Zusammen mit erneuerbaren Energien soll die Elektromobilität einen bedeutenden Anteil zur Umsetzung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten (vgl. Deutsche Bundesregierung 2009, S. 3). Dafür wird bis zum Jahr 2030 eine Diffusion von mindestens 6 Millionen Elektrofahrzeugen (engl. Electric Vehicle (EV)) angestrebt (vgl. Deutsche Bundesregierung 2011, S. 7ff.). Laut einer Erhebung des Kraftfahrtbundesamts waren im Januar 2018 lediglich 53.861 reine Elektrofahrzeuge (BEV) und 44.419 Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEV) in Deutschland zugelassen, was einem Anteil von ca. 0,2 Prozent des gesamten Fahrzeugbestandes in Deutschland entspricht (vgl. Kraftfahrtbundesamt 2018). Damit bleibt Deutschland weit hinter den selbst gesteckten Zielen und Erwartungen zurück. Die Entwicklung und Marktdurchdringung der Elektromobilität in den nächsten Jahren ist nur schwer vorhersehbar und eine Einschätzung zu den Auswirkungen der Elektromobilität auf das deutsche Stromnetz mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Die zusätzliche Netzbelastung durch Elektromobilität stellt zukünftig eine große Herausforderung dar, da eine hohe Versorgungssicherheit höchste Priorität hat. Eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge bietet jedoch die Möglichkeit, neue Märkte für Netzdienstleistungen zu schaffen und die Effizienz der Netze zu erhöhen. (vgl. Deutsche Bundesregierung 2009, S. 9ff.; Kühnbach et al. 2019).

In dieser Metastudie soll ein Überblick über die aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisse zu Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge gegeben werden. Folgende Forschungsfragen werden dabei näher betrachtet:

- Wie entwickelt sich der Fahrzeugbestand an Elektrofahrzeugen bis 2050 in Deutschland?
- Welche Netzbelastungen können durch ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen entstehen? Wo treten kritische Lastsituationen auf?
- Was sind relevante Netzdienstleistungen, die durch Elektrofahrzeuge zukünftig erbracht werden können? Wie hoch sind die Potentiale?
- Gibt es identifizierbare Wissenslücken in der bestehenden Literatur, aus denen zukünftiger Forschungsbedarf abgeleitet werden kann?

2. Entwicklung der Elektromobilität

2.1 Aktueller Stand der Elektromobilität

Die zukünftige Belastung des Energienetzes durch Elektrofahrzeuge hängt stark mit der Diffusion der Elektromobilität in Deutschland zusammen. Der aktuelle Fahrzeugbestand wird im Fortschrittsbericht 2018 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) aufgezeigt (NPE 2018, S. 20): Demnach befinden sich derzeit 53.861 rein elektrische Pkw und 11.898 rein elektrische leichte Nutzfahrzeuge auf deutschen Straßen, was einer Summe von knapp 66.000 entspricht. Die Entwicklungen der Verkaufszahlen sowohl in Deutschland als auch weltweit zeigen einen stetigen Aufwärtstrend. Dabei wuchs im Jahr 2016 der chinesische Markt (als weltweit größter Markt) in absoluten Zahlen (ca. 255.000 Neuzulassungen) am stärksten. In den USA waren es ca. 90.000, während in Norwegen weitere 30.000 Elektrofahrzeuge angemeldet wurden. Damit erreicht Norwegen einen Bestandsanteil an BEV von knapp 30 Prozent und ist mit diesem Anteil am Gesamtfahrzeugbestand weltweiter Spitzenreiter. Auch im deutschen Markt nimmt der Bestand an BEVs kontinuierlich zu, wenn auch weniger stark als beispielsweise in Norwegen, Frankreich oder dem Vereinigten Königreich. Mit ca. 12.000 neuzugelassenen Elektrofahrzeugen in Deutschland in 2018 liegt der Anteil am Pkw-Bestand knapp unter 2 Prozent und ist damit vergleichbar mit den Anteilen in China und den USA (vgl. IEA 2017, S. 12). Das folgende Kapitel gibt einen Überblick zur Marktentwicklung und aktuellen Marktdiffusionsszenarien.

2.2 Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge

In der Literatur gibt es eine Vielzahl von Studien und Markthochlaufszzenarien zur gesamteuropäischen Entwicklung der EV-Neuzulassungen von 2020 bis 2050. Einen umfassenden Überblick über bestehende Marktdiffusionsmodelle geben z. B. Gnnann et al. (2018) und Van den Adel und Kloetzke (2018). Die Szenarien lassen sich generell in konservative, moderate und progressive Szenarien unterteilen.

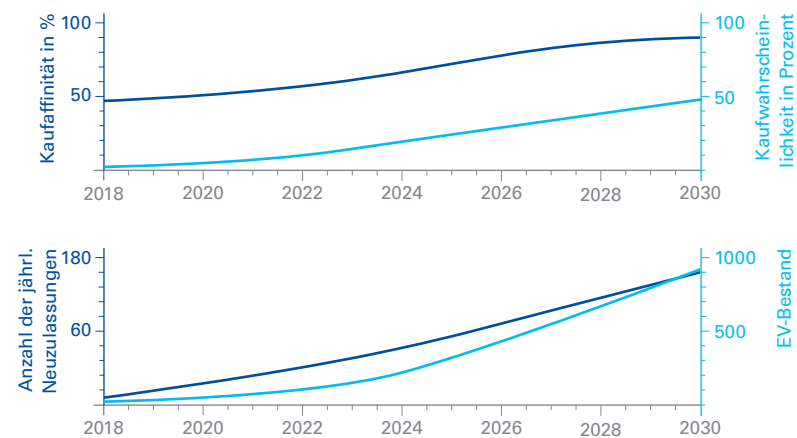
Die Studien in Van den Adel, Kloetzke (2018) vergleichen die jährlich prognostizierten Registrierungszahlen von Pkw mit Verbrennungskraftmaschine (engl. Internal combustion engine (ICE)), BEVs und PHEVs für den europäischen und amerikanischen Markt. Sowohl die moderat als auch fortschrittlich ausgelegten Szenarien sehen dabei bis 2020 eine nur marginale Diffusion rein elektrischer Fahrzeuge, was sich mit aktuellen Zulassungszahlen deckt. Im Zeitfenster bis 2030 unterscheiden sich moderate und progressive Szenarien in ihren Ergebnissen. Während die moderaten Szenarien von einem BEV-Verkaufsanteil von bis zu 8 Prozent im Jahr 2030 ausgehen, ergeben Pro-Szenarien einen Anteil von 9–20 Prozent. Die PHEVs entwickeln sich anfangs ähnlich wie die BEVs. In progressiven Szenarien übersteigen die Zulassungszahlen von PHEVs die der BEVs, nehmen bis 2040 jedoch stetig ab. Für die BEVs liegt eine Vielzahl der prognostizierten Verkaufsanteile 2040 bereits zwischen knapp 30 Prozent und 65 Prozent, mit einem Medianwert von 44 Prozent. Für 2050 belaufen sich diese Prognosewerte auf 50 Prozent bis ca. 92 Prozent (Median: 72 Prozent) der Verkaufszahlen. Das zentrale Ergebnis der Studie ist, dass PHEVs als Brückentechnologie gesehen werden bis BEVs technisch voll ausgereift und wirtschaftlich attraktiv sind (vgl. Van den Adel, Kloetzke 2018, S. 4f).

Ähnlich sehen die bayerischen Arbeitgeberverbände die Hybride als Übergangslösung bis 2020. Bereits nach 2020 wird für BEVs bei »restriktiver CO₂-Gesetzgebung« (vbw/bayme 2018) wirtschaftliche Attraktivität erwartet. Für 2030 werden in dieser Studie daher folgende weltweite Neuzulassungsanteile genannt: 40 Prozent Verbrennerfahrzeuge inkl. Micro-Hybrid, 20 Prozent Mild Hybrid, 19 Prozent Full Hybrid und PHEVs, sowie 21 Prozent BEVs (vgl. vbw/bayme 2018, S. 30). Somit wird im Jahr 2030 eine variantenreiche Aufteilung der Antriebstechnologien erwartet.

Für die Prognose der regionalen bzw. kommunalen Entwicklung der Elektrofahrzeuge wurde am IAT der Universität Stuttgart ein Modell zur Bestimmung der Kaufaffinität von BEVs entwickelt, das sowohl für städtische als auch ländliche Räume eingesetzt werden kann. Dieses Modell basiert auf mehreren Einflussgrößen (z. B. Nettoeinkommen, Kraftstoffkosten, Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur und Anschaffungskosten verschiedener Fahrzeugtypen) und simuliert dementsprechend eine Kaufaffinität für Elektrofahrzeuge. Um aus der ermittelten Kaufaffinität die Kaufwahrscheinlichkeit zu bestimmen, wird ein Diffusionsfaktor eingesetzt. Dieser Diffusionsfaktor wird aus der Verfügbarkeit elektrischer Fahrzeugmodelle bestimmt. (vgl. Unterluggauer 2018, S.72 ff.). Ausgehend von einem definierten Anfangsbestand werden damit auch die jährlichen Neuzulassungen und BEV-Bestände bis 2030 berechnet. Abbildung 1 zeigt beispielhafte Ergebnisse für die Marktgemeinde Garmisch-Partenkirchen und die Stadt Düsseldorf. Im ländlichen Raum

(hier Garmisch-Partenkirchen) wurde eine im Durchschnitt 10 Prozent höhere Kaufaffinität ermittelt als für den städtischen Raum (hier Düsseldorf) (vgl. Unterluggauer 2018, S. 90). Die Begründung für die höhere Kaufaffinität liegt hier unter anderem an der besseren Möglichkeit des heimischen Ladens und an einem höheren durchschnittlichen Nettoeinkommen (vgl. Unterluggauer 2018, S. 90).

Garmisch-Partenkirchen (Pro-Szenario)



Düsseldorf (Pro-Szenario)

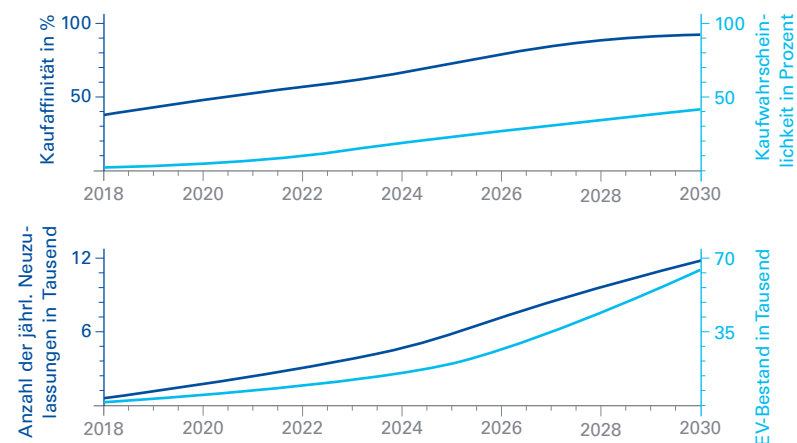


Abbildung 1: Kaufaffinität, Kaufwahrscheinlichkeit, Neuzulassungen und Bestand für Elektrofahrzeuge im ländlichen (oben) und städtischen (unten) Raum (vgl. Unterluggauer 2018)

Ebenso sehen Plötz et. al (2013, S. 1) in ihrer Arbeit die Vollbeschäftigten mit Zugang zur privaten Garage bzw. zum privaten Stellplatz im vorstädtischen Raum oder in kleinen und mittelgroßen Städten als die Fahrzeugnutzer, die am ehesten auf ein Elektrofahrzeug umsteigen würden. Zudem weisen weitere Studien dem vorstädtischen Raum großes Potential zu (vgl. Timpe et al. 2017, S. 44 und Marwitz/Eisland 2017, S. 1f).

Die in verschiedenen Studien beschriebenen Erwartungen für die Entwicklung der Elektromobilität decken sich auch mit aktuellen politischen Zielen: Die Electric Vehicles Initiative (EVI) veröffentlichte 2017 die EV30@30 Kampagne, nach der sich alle Regierungen der zehn Mitgliedstaaten zum Ziel gesetzt haben, bis zum Jahr 2030 einen BEV-Marktanteil (inkl. Plug-Ins und FCEVs) von 30 Prozent zu erreichen.

Im von der IEA vorgestellten Reference Technology Scenario (RTS), das politische Bestrebungen zu Energieeffizienz, Energiewende, Luftqualität und Decarbonisierung berücksichtigt, werden für das Jahr 2030 weltweit bereits 56 Mio. BEVs erwartet. Das entspricht einem 27-mal höheren Wert als 2016 (vgl. IEA 2017, S. 25).

Zusätzlich veröffentlicht die IEA eine Hochrechnung an BEVs, die für die Erreichung des 2-Grad-Ziels, das Szenario 2DS (Two Degree Scenario (2DS)), erforderlich ist. Dieses ergibt einen weltweiten Bestand von knapp 160 Millionen BEVs im Jahr 2030. Diese Hochrechnung ist weitgehend übereinstimmend mit den hochgerechneten Zielen des Pariser Abkommens, was bis 2030 ca. 115 Millionen BEVs weltweit voraussetzt (vgl. IEA 2017, S. 25).

In der Energieprognose Deutschland (ExxonMobil 2018) werden bis 2040 ca. 20 Prozent rein elektrische Pkw erwartet, während sich die Anzahl der Verbrenner auf 2/3 des bisherigen Bestands reduziert. Die Gesamtsumme zugelassener Pkws ändert sich dabei nicht (vgl. ExxonMobil 2018, S. 13).

Die BCG (2015, S. 179) gehen in ihrer Studie »Klimapfade für Deutschland« bis 2040 von einer ähnlichen Entwicklung aus. Bis 2050 sollen nur noch 1/3 der heutigen Verbrenner zugelassen sein. Die Anzahl rein elektrischer Pkw wird bis dahin auf 21 Millionen gewachsen sein, was einem Pkw-Anteil von ca. 50 Prozent entspricht (BCG 2015, S. 179).

Analysen von Gnann (2015, S. 90f.) ergeben einen BEV-Bestand bis 2030 von knapp 1,9 Mio. Fahrzeugen. Die Anzahl von PHEVs wird im gleichen Zeitabschnitt auf knapp 3 Mio. ansteigen, was sich mit den Ergebnissen von Van den Adel, Kloetzke (2018) deckt. Die Autoren sehen in Plug-In-Hybriden eine Brückentechnologie (vgl. Van den Adel, Kloetzke 2018, S.4f.).

In Abbildung 2 sind einige der hier diskutierten Studien zum Markthochlauf von Elektrofahrzeugen übersichtlich dargestellt.

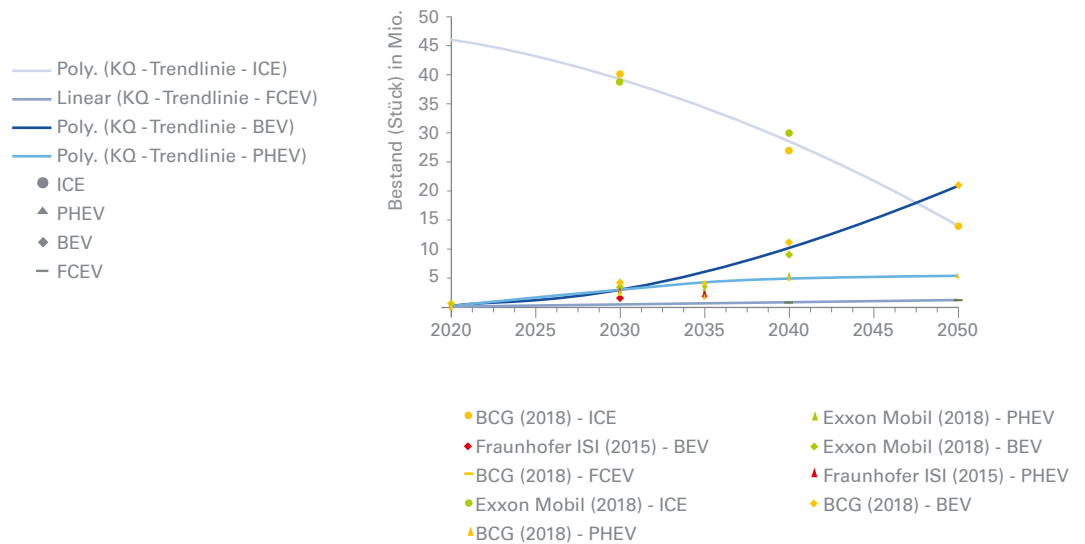


Abbildung 2: Verschiedene Markthochlaufszszenarien (mittleres Szenario) für den EV-Bestand in Deutschland (vgl. ExxonMobil 2018, BCG 2015, Gnann 2015)

3. Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge

3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Gesamtenergieverbrauch und die Netzstabilität

Die Auswirkungen von BEVs auf das Energiesystem können in zwei Bereiche unterteilt werden: Zum einen die zusätzlich benötigte Energiemenge und zum anderen die erhöhte Leistungsnachfrage (vgl. Schill 2010a, S. 155). Auch Schmidt et al. (2016, S. 21) differenzieren zwischen den Auswirkungen auf die lokalen Stromnetze durch die Leistungsnachfrage und die aggregierte, deutschlandweite Energienachfrage. Während kritische Auswirkungen der erhöhten Energienachfrage erst bei einem fortgeschrittenen Markthochlauf erwartet werden, kann die zeitlich bedingte Leistungsnachfrage bereits bei geringen Marktdurchdringungen relevant werden, falls die Ladevorgänge sich auf einen netzkritischen Bereich konzentrieren.

Im Folgenden soll sowohl auf den zusätzlichen energetischen Bedarf, als auch auf die veränderte Lastsituation, resultierend durch die Elektromobilität, eingegangen werden.

3.1.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Gesamtenergieverbrauch

Der zusätzliche Energiebedarf eines einzelnen BEVs liegt in der Größenordnung eines 2-Personen-Haushaltes. Je nach angenommener Fahrleistung und Verbrauch schätzen zahlreiche Studien einen durchschnittlichen jährlichen Strombedarf zwischen 2.000 und 3.000 kWh pro Elektrofahrzeug (vgl. Arnold et al. 2010, S. 45; Schmidt et al. 2016, S. 21; Spath et al. 2013, S. 83; Weniger et al. 2015, S. 39).

Verschiedenste Studien kommen unter verschiedenen Annahmen und Szenarien zu der übereinstimmenden Aussage, dass die jährlich zusätzlich notwendige Energiemenge für Elektrofahrzeuge in naher Zukunft zu keinen Schwierigkeiten führen wird (s. dazu Hable et al. 2010, S. 3, Benad et al. 2012, S. 16; Spath et al. 2013, S. 83; Nobis/Fischhaber 2015, S. 2; Schill 2010a, S. 155; Timpe et al. 2017, S. 49). In weiteren Studien wird ebenfalls davon ausgegangen, dass der zusätzliche Strombedarf der Elektrofahrzeuge kein größeres Problem darstellt, da allgemeine Effizienzsteigerungen außerhalb des Verkehrssektors den allgemeinen Strombedarf senken würden (vgl. Götz 2016, S. 36; Richter/Lindenberger 2010, S. 24).

In Abbildung 3 finden sich zusammengefasst die quantitativen Ergebnisse einiger Szenarien des in Deutschland zu erwartenden zusätzlichen Energieaufwands durch BEVs.

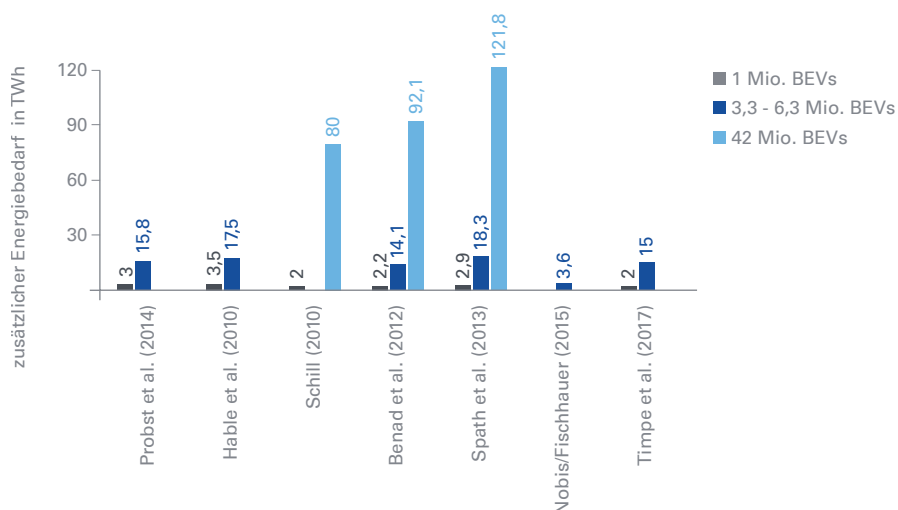


Abbildung 3: Prognosen bezüglich des zusätzlichen Energieaufkommens durch BEVs (Eigene Darstellung, Autoren siehe Grafik)

Die Durchdringung des Fahrzeugbestands durch Elektrofahrzeuge kann lokal sehr unterschiedlich ausfallen, Samweber et al. (2014, S. 122) betrachten bspw. in ihrer Simulation eines typischen Niederspannungsnetzes die energetische Belastung durch BEVs. Dabei kommen sie zu dem Ergebnis, dass Elektrofahrzeuge in Zukunft bei lokal hoher Durchdringung einen großen Einfluss auf den Energieverbrauch haben. Bei einer Fahrzeugdurchdringung von 30 Prozent

berechnen sie einen 20-prozentigen Anteil am gesamten Energiebedarf des betrachteten Netzes. Dieser steigt auf einen Anteil von 40 Prozent bei einer Durchdringung von 80 Prozent. Arnold et al. (2010, S. 45) sehen hingegen bei einer fiktiven Stadt von 100.000 Einwohnern mit einem gesamten Stromverbrauch von 500 GWh eine 5-prozentige Fahrzeugdurchdringung als energetisch vernachlässigbar an. So beträgt der resultierende zusätzliche Energiebedarf, bei einem jährlich errechneten Energiebedarf von 2.250 kWh eines einzelnen Fahrzeuges lediglich 1 Prozent des Gesamtenergiebedarfs der Stadt.

Zusammenfassend wird aus der Mehrzahl der betrachteten Studien und Arbeiten deutlich, dass der Einfluss von BEVs auf den Energiebedarf selbst bei hohen Durchdringungen eine eher untergeordnete Rolle spielt. Verschiedene Autoren erwarten, dass die zusätzliche Energiebereitstellung in naher Zukunft keine Probleme bereiten wird, da sie schon heute durch den aktuellen Kraftwerksbestand geleistet werden kann. Jedoch stellt der bevorstehende Kernkraftausstieg bis 2022 (Deutsche Bundesregierung, 2019) und der - Ende Januar von der Kohlekommission beschlossene - Kohleausstieg bis 2038 (vgl. Deutscher Bundestag, 2019; Handelsblatt, 2019) das künftige Energiesystem vor große Herausforderungen, die durch einen Zuwachs der Stromnachfrage durch Elektromobilität verstärkt werden können.

3.1.2 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Lastgang bei ungesteuertem Laden

Im Vergleich zu den Auswirkungen auf die Energienachfrage stellt die zusätzliche Leistungsnachfrage eine wesentlich größere Herausforderung der elektrischen Netze dar. Der zusätzliche Leistungsbedarf und die daraus resultierende veränderte Situation des Leistungsflusses werden als kritisch eingestuft (vgl. Benad et al. 2012, S. 6; Linszen et al. 2012, S. 118; Uhlig 2017, S. 6). Zahlreiche Studien zeigen, dass beim ungesteuerten Laden die Ladevorgänge mit der bereits existierenden abendlichen Spitzenlast zusammenfallen und somit eine intelligente Ladesteuerung bereits bei einer geringen Verbreitung von Elektrofahrzeugen unabdingbar ist (vgl. Schill 2010b, S. 5). Im Folgenden sollen daher die Ergebnisse verschiedener Studien bezüglich des resultierenden Lastgangs bei ungesteuertem Laden diskutiert werden.

In den betrachteten Studien wurden unterschiedliche Ladeleistungen (hauptsächlich 3,7 kW bis 11 kW), verschiedene Marktdurchdringungen (meist 1 Mio. bis 6,4 Mio. BEVs im Bestand) und teilweise unterschiedliche tägliche Fahrleistungen angenommen. Trotz variierender Modellannahmen, decken sich die Aussagen sehr stark: Grundlegend wird bei den meisten der untersuchten Studien ein zeitliches Zusammenfallen der heimischen Ladelasten mit den ohnehin vorhandenen Spitzenlasten der Verteilnetze (zwischen 17:00 und 20:00 Uhr) und dem daraus resultierenden Anstieg der Lastspitzen als problematisch identifiziert (vgl. Liu 2017, S. 1f.; Nobis/Fischhaber 2015, S. 1; Probst 2014, S. 11; Richter/ Steiner 2011, S. 8; Reiner et al. 2009, S. 330). Probst (2014, S. 11) erwartet beispielsweise einen Anstieg der Abend-Spitzenlast um 1 kW pro Elektrofahrzeug durch ungesteuertes Laden und stuft dies als kritisch ein.

Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 4 dargestellt, wie sich die Durchschnittslast eines Haushaltes mit einem Elektrofahrzeug im Tagesverlauf hinsichtlich der Pendeldistanz verhält (vgl. Göhler et al. 2019, S. 8).

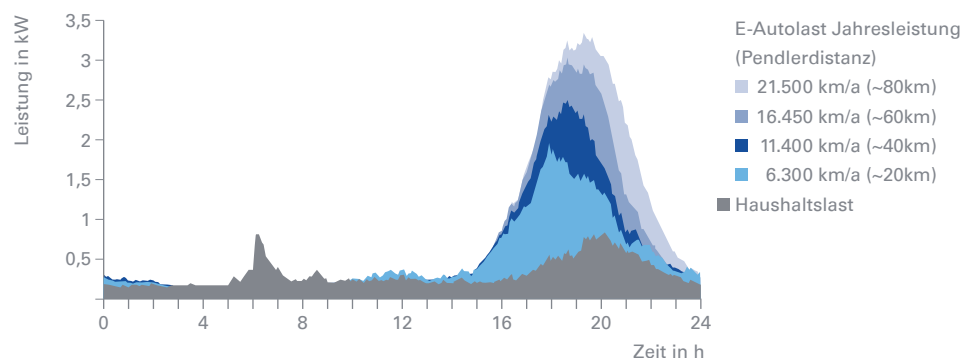


Abbildung 4: : Durchschnittliche Lastprofil eines Haushalts (rot) mit Elektrofahrzeug (blau) (vgl. Göhler et al. 2019, S. 8)

Wie stark dabei der Anstieg der Lastspitzen zu erwarten ist, hängt von der (heimischen) Ladeleistung ab. Bei Verstärkung der Ladeleistung von 3,5 kW auf 14 kW konnte pro Fahrzeug eine Erhöhung der zusätzlich erzeugten Spitzenlast um 39 Prozent ermittelt werden (vgl. Nobis/Fischhaber 2015, S. 1). Zudem spielt die stochastische Größe der Gleichzeitigkeit der einzelnen Ladevorgänge innerhalb eines Netzes eine große Rolle. Bereits bei geringer Anzahl elektrischer Fahrzeuge kann bei gleichzeitigem Laden eine große Lastspitze erzeugt werden (vgl. Götz 2016, S. 100; Reiner et al. 2009, S. 334).

Mehrfach werden potentielle Überlastungen des Niederspannungsnetzes durch ungesteuertes Laden genannt. Probleme der Spannungshaltung, Stabilitätsgefährdung der Netzinfrastruktur und Betriebsmittelüberlastungen werden dabei unterschieden (vgl. Noeren/Wittwer 2011, S. 1ff.; Richter/Steiner 2011, S. 8; Liu 2017, S. 1f). Aufgrund der Problematik wird in einigen Arbeiten die Notwendigkeit der intelligenten Ladesteuerung, zur Verschiebung oder Verteilung der Ladevorgänge als essentiell dargestellt (vgl. Schill 2010a, S. 155).

Das Potential intelligenter Ladesteuerung lässt sich an einem Beispiel aus der Praxis veranschaulichen: Im Parkhaus des Fraunhofer-Institutszentrums Stuttgart werden die Daten von 30 Ladestationen kontinuierlich aufgezeichnet und im Anschluss (Göhler/Effing 2017) ausgewertet. Betrachtet man einen durchschnittlichen Wochenverlauf der gesamten Ladeinfrastruktur über einen Zeitraum von 8 Monaten, zeigt sich, dass die Spitzenlasten sehr stark von den durchschnittlichen Netzbelastungen abweichen. Bei einer Drosselung auf 50 kW könnten noch über 95 Prozent der gemessenen Ladevorgänge abgedeckt werden. Die Netzbelastung bzw. der Netzausbaubedarf vor Ort könnte dadurch deutlich reduziert werden (vgl. Abbildung 5).

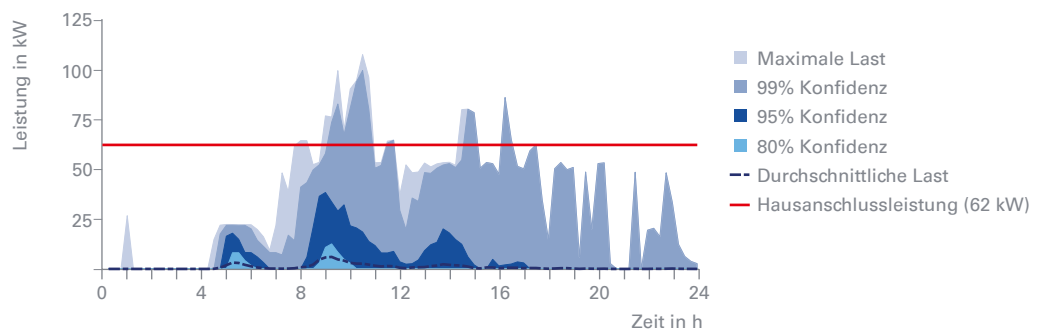


Abbildung 5: Auswertung einer Ladedatenanalyse am Fraunhofer-Institutszentrum Stuttgart (vgl. Göhler/Effing 2017)

Probst et al. (2011a, S. 2f.) bspw. sehen die Notwendigkeit eines Lademanagements unter den betrachteten Gegebenheiten ab einem mittleren Lastanstieg von 5 Prozent, den sie im Jahr 2030 erwarten.

Die Notwendigkeit eines zentralen Lastmanagements wurde bereits vor einigen Jahren von Blank (2007, S. 62f.) durch die Simulation zweier Szenarien aufgezeigt. In einem pessimistischen Szenario mit einer geringen Marktdurchdringung von 840.000 BEVs und einem optimistischen Szenario mit einer wesentlich höheren Marktdurchdringung von 8,4 Millionen BEVs, wird für Berufspendler unterschiedlicher Fahrleistungen und privaten Fahrzeugen ungesteuertes Laden nach Fahrtende simuliert. Im pessimistischen Fall haben die BEVs einen kaum merklichen Einfluss auf die Systemlastkurve, da der zusätzlich benötigte Energiebedarf von 3,3 GWh sehr gering ist und das resultierende Ladeprofil kaum ins Gewicht fällt. Die gesicherte Leistung ist jederzeit so groß, dass eine problemlose Versorgung der zusätzlichen Last gewährleistet ist. Im optimistischen Szenario hingegen stellt die zusätzliche Last bereits 10 Prozent des Systemlastprofils dar und führt daher zu einer deutlichen Erhöhung der Maximallast und der Notwendigkeit einer Ladesteuerung.

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen Biere et al. (2009), die ebenfalls die resultierende Stromlastkurve bei ungesteuertem Laden (kontinuierliches Laden und Laden nach dem letzten Weg) berechnen. Dabei ermitteln die Autoren eine Erhöhung der Spitzenlast um 11 Prozent bei

kontinuierlichem Laden sowie 16 Prozent beim Laden nach der letzten Fahrt und einer Ladeleistung von 3,68 kW. Langfristig gesehen ist ein gesteuertes Laden somit unumgänglich. Wickert et al. (2013) erwarten eine erhöhte Last um 27 Prozent beim Laden nach dem letzten Weg mit 9,9 kW Ladeleistung. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch Timpe et al. (2017). Den Ladeleistungen kommt somit eine tragende Rolle zu. In vielen Studien wird die Ladeleistung als Parameter für eine Sensitivitätsanalyse verwendet. Für Ladeleistungen unter 10 kW pro Fahrzeug wurden dabei keine signifikanten Belastungen der Energienetze erkannt. In zwei Arbeiten wurden ab einer Ladeleistung von 22 kW bzw. 11 kW Komponentenüberlastungen und Spannungsbandverletzungen ermittelt (vgl. Pollok et al. 2010, S. 6; Reiner et al. 2009, S. 330). Allgemein werden die folgenden potenziell auftretenden Netzprobleme genannt: Spannungsband-Unterschreitung, Kabelüberlastung, Transformatorüberlastung, allgemeine Grenzwertverletzungen, thermische Überlastung der Leitungen, resultierende Stromausfälle.

Insgesamt wird aus den betrachteten Studien deutlich, dass mit steigender Anzahl von Elektrofahrzeugen im Netz ungesteuertes Laden zu einem ungünstigen und problematischen Zusammenfallen der zusätzlichen Ladelastspitzen mit der bereits typischen abendlichen Spitzenlast der Haushalte kommt. Zahlreiche Studien verweisen dabei insbesondere auf die Gefahr des lokalen und zeitlichen Zusammentreffens der Ladevorgänge bei ungesteuertem Laden. In Verbindung mit schwach dimensionierten Verteilnetzen können demnach bereits bei moderater BEV-Anzahl Überlastungen auftreten (vgl. Probst et al. 2011a, S. 3; Nobis 2015, S. 4; Michaelis et al. 2015, S. 72; BDEW 2013, S. 4f.; Hable et al. 2010, S. 5f.; Linssen et al. 2013, S. 8; Friedl et al. 2018, S. 6 und Richter/Steiner 2011, S. 8f.). Dies führt in den nächsten Jahren zu der Notwendigkeit einer intelligenten Ladesteuerung, welche in Kapitel 4.2 „Demand Side Management“ näher erörtert werden soll.

3.2 Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge als primäres Problem der Verteil- und Niederspannungsnetze

Nachdem die Auswirkungen durch BEVs auf die Energienachfrage und auf den Lastgang betrachtet wurden, soll nun eine nähere Analyse der Netzstabilität und Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung verschiedener Netzbereiche erfolgen. Aus aktuellen Studien wird insgesamt deutlich, dass die Auswirkungen der Elektromobilität zukünftig in den Verteilnetzen und insbesondere auf der Niederspannungsebene zu spüren sein werden, da in naher Zukunft vorrangig mit Ladevorgängen zu Hause zu rechnen ist (vgl. Probst et al. 2011a, S. 2; Friedl et al. 2018, S. 6; Linssen et al. 2012).

Durch den Anschluss eines BEVs am Niederspannungsnetz kann es laut Rehtanz et al. (2017, S. 112) zu einer stark erhöhten punktuellen Belastung einzelner Leitungen kommen. Da die höhere Anzahl an BEVs im Mittelspannungsnetz zu größeren Durchmischungseffekten und damit einer geringeren Gleichzeitigkeit führt, sind punktuelle Netzüberlastungen dort nicht zu erwarten. Dies wird von Probst (2014, S.12) bestätigt, der in seinen Untersuchungen keine Überlastungen im Höchstspannungsnetz und somit im Übertragungsnetz durch BEVs feststellt. Die Dissertation von Probst zeigt ebenfalls, dass Elektromobilität einen erheblichen Einfluss auf die Niederspannungsebene ausübt mit dem Ergebnis, dass an einzelnen Knoten im Niederspannungsnetz Überlastungen und Unterspannungen möglich sind. Auch Michaelis et al. (2015, S. 57) identifizieren primär Effekte der BEVs in den Verteilnetzen. Das DEFINE Konsortium (2014, S. 22) prognostiziert ebenfalls signifikante Zusatzbelastungen in den Niederspannungsnetzen, welche abhängig von Anschlussleistung und Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge unterschiedlich ausfallen. Erhöhte Auslastungen der Netzkomponenten (z. B. Umspanner und Leitungen), sowie die Senkung der Netzspannung sind typische Folgen der erhöhten Netzbelastung. Ferner identifiziert Götz (2016, S. 99) »weitreichende Veränderungen« durch die Elektromobilität im Niederspannungsnetz.

3.3 Netzbelastungen von Elektrofahrzeugen in ländlichen, suburbanen und urbanen Gebieten

Im weiteren Verlauf dieser Studie sollen aus dem eingehend erläuterten Grund der primär sichtbaren Effekte von BEVs auf das Niederspannungsnetz vor allem die Ergebnisse zur Netzbelastung durch BEVs auf das Niederspannungs- und Verteilnetz zusammengefasst werden. Zur genaueren Betrachtung der Netzbelastung des Niederspannungsnetzes ist es sinnvoll, das Niederspannungsnetz nach der Siedlungsstruktur zu unterteilen, um den verschiedenen Charak-

teristika der Niederspannungsnetze gerecht zu werden. Zahlreiche Autoren erachten hierbei die Untergliederung in die Netzregionen ländlich, vorstädtisch und städtisch als vorteilhaft (vgl. Marwitz/Klobosa/Wietschel 2016, S. 16 ff.; Liu 2017, S. XIX; Michaelis et al. 2015, S. 75f.).

Hinsichtlich der Verteilung von Elektrofahrzeugen ist aufgrund der bestehenden Reichweitenbeschränkung eine verstärkte Nutzung von BEVs vor allem in vorstädtischen bis städtischen Gebieten zu erkennen (vgl. Probst 2014). Marwitz/Elsland (2017) sowie Timpe et al. (2017) treffen in ihren Untersuchungen ebenfalls die Annahme, dass Elektrofahrzeuge zunächst überwiegend in vorstädtischen Niederspannungsnetzen zu finden sind, da sie hauptsächlich auf Kurz- bis Mittelstrecken eingesetzt werden. Gnann/Plötz (2011) und Schmidt et al. (2016, S. 69) lokalisieren die Erstnutzer im infrastrukturell gut erschlossenen Raum, bzw. in städtischen Regionen. Auch Uhlig (2017 S. 9f.) erkennt momentan ein deutliches Gefälle von Stadt zu Land bei der Verteilung der Elektrofahrzeuge, jedoch ist langfristig durch die Entwicklung der Batterietechnik ein Angleichen der Verteilung zu erwarten.

Zum besseren Verständnis der betrachteten Netztopologien können Tabelle 1 die typischen Charakteristika eines ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzes entnommen werden.

Tabelle 1: Charakteristika der verschiedenen Netztopologien (i.A.a. Cramer 2013, S.21; Michaelis et al. 2015, S.58; Liu 2017, S.7 & Nobis 2015, S.16)

Eigenschaften	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch
Bevölkerungsdichte in Einwohner/km ²	< 100	100–500	> 500
Einwohnerzahl		Mindestens 50.000 (inkl. benachbarter Gemeinden gleicher Dichtekategorie)	Mindestens 50.000 (einzeln oder mit benachbarten Gemeinden gleicher Dichtekategorie)
Häufige Netztopologie	Strahlen-Netz	Offener Ring	Maschen-Netz
Eigenschaften der Netztopologie	<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Aufbau • Lange Netzstränge (strahlenförmig von Einspeisung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Übersichtlicher, einfacher Aufbau • Erhöhte Versorgungssicherheit durch Kopplung der Netzstrahlen 	<ul style="list-style-type: none"> • Zweiseitige/ mehrseitige Speisung durch Ortsnetztrafos • Hohe Versorgungssicherheit und Spannungshaltung, geringe Leitungsverluste
Abstand zwischen Anschlusspunkten	Hoch (> 30m)	Mittel (15–30m)	Gering (5–15m)
Länge der Netzstränge	Lang (250m bis > 800m)	Mittellang (100m–500m)	Kurz (≤"250m")
Durchdringung DEA	Hoch (> 10Prozent)	Mittel (5–10Prozent)	Gering (< 5Prozent)
Verhältnis Einspeisung zu Last	Hoch	Mittel	Gering
Trafo-Scheinleistung	Gering (≤"250 kVA")	Mittel (160–400 kVA)	Hoch (> 400 kVA)
Anzahl Abgänge	Gering (2–4)	Mittel (3–6)	Hoch (> 4)

Die untersuchten Studien wurden hinsichtlich ihrer Aussagen zu Netzbelastungen in den genannten räumlichen Strukturen ausgewertet. Tabelle 2 stellt die Einschätzungen der Autoren jeweils qualitativ dar. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass die meisten Studien, aufgrund fehlender reeller Daten, Annahmen basierte Szenarien nutzen. Eine Ausnahme stellt Uhlig (2017) dar, der seine Annahmen in einem realen Netz validieren kann.

Für ländliche Netzgebiete ergibt sich zusammenfassend aus den betrachteten Studien, dass die Netztopologie eine große Rolle für die Entstehung kritischer Netzsituationen spielt (vgl. Samweber et al. 2014). Besonders belastet sind die Knoten am Leitungsende (Liu 2017), sowie lange Netzausläufer bei dünner Besiedelung (Richter/Steiner 2011). Auftreten können dabei Überlastungen des Ortsnetztransformators, Spannungsverletzungen (Liu 2017), sowie kritische Minimalspannungen (Samweber et al. 2014). Netzprobleme werden nur lokal begrenzt (Samweber et al. 2014; Marwitz et al. 2016) und bei lokalen Fahrzeughäufungen erwartet (vgl. Uhlig 2017). Marwitz et al. (2016) betrachten außerdem die Durchdringung von Photovoltaikanlagen, die insbesondere im ländlichen Gebiet einen großen Einfluss auf die Netzstabilität haben und zur Nutzung des lokal erzeugten Stroms eine intelligente Ladesteuerung voraussetzen.

Das suburbane Netzgebiet wird insgesamt als ausreichend ausgelegt betrachtet, so dass in den nächsten Jahren keine Überlastungen erwartet werden (Nobis 2015, S. 127f.; Liu 2017, S. 135; Samweber et al. 2014, S. 153). Bei zukünftig höheren Durchdringungsraten kann es allerdings zu Überlastungen kommen (Timpe et al. 2017), so dass Ladesteuerungen als notwendig erachtet werden (Pollok et al. 2009). Pollok et al. (2009) weisen außerdem auf eine kritische Belastung bei hoher Ladeleistung hin und Nobis (2015) untersucht als Extremfall ein schwach dimensioniertes vorstädtisches Netz, bei dem es zu Spannungsbandunterschreitungen kommt.

Das urbane Netzgebiet wird in der aktuellen Literatur kontrovers diskutiert: Während bspw. Jung et al. (2014) bei der Simulation einer E-Taxi Flotte im städtisches Netz zum Ergebnis kommen, dass die Spannungshaltung selbst bei hoher Konzentration an Standplätzen relativ unproblematisch ist, da städtische Netze eine längenmäßig geringe Ausdehnung haben, erwarten Probst et al. (2011b) und Wickert et al. (2013) einen großen Einfluss durch die lokale Konzentration von Ladevorgängen.

3.4 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Tabelle 2: Ergebnisse verschiedener Studien bezüglich der Netzbelastung in qualitativer Bewertung

Studie / Arbeit	Werden sich BEVs merkbar auf die jährlich zu erzeugende Energiemenge auswirken?	Wird das ungesteuerte Laden der BEVs zu Netzüberlastung bezüglich des Lastgangs führen?	Werden im Stromnetz auf den verschiedenen Spannungsebenen Probleme auftreten?				
			MSN/ HSN	Niederspannungsnetz (NSN)			
				Allgemein	Ländlicher Raum	Suburbaner Raum	Urbaner Raum
Arnold et al. (2010)	○						
BDEW (2013)				▴			
Benad et al. (2012)	○	!		▾ (b)			
Biere/Dallinger/Wietschel (2009)		●					
Blank (2007)		●					
DEFINE Konsortium (2014)				●			
Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)						▾/○	
Friedl et al. (2018)				●		▾ (d)	
Götz (2016)	○	!		● (f)			
Hable et al. (2010)	○			▴			
Jung/Leitner/Schuster (2014)							▾
Linssen et al. (2012)		!		▴			
Linssen et al. (2013)				▾ (b) (e)			
Liu (2017)		●			▾	▾	
Marwitz/Klobasa/Wietschel (2016)					●	●	▴
Michælis et al. (2015)				▴ (b)			
Nobis (2015)						▾ (b)	▾
Nobis/Fischhaber (2015)		●		▾			
Nøeren/Wittwer (2011)		●					
Pollok et al. (2009)			▾ (f)		!	▾	!
Pollok et al. (2010)				▾ (a) (c)	!	!	!

Studie / Arbeit	Werden sich BEVs merkbar auf die jährlich zu erzeugende Energiemenge auswirken?	Wird das ungesteuerte Laden der BEVs zu zu Netzüberlastung bezüglich des Lastgangs führen?	Werden im Stromnetz auf den verschiedenen Spannungsebenen Probleme auftreten?				
			MSN/ HSN	Niederspannungsnetz (NSN)			
				Allgemein	Ländlicher Raum	Suburbaner Raum	Urbaner Raum
Probst (2014)			○	●			▸
Probst et al. (2011b)		▸●		▸ (b) (c)			
Probst et. al (2011a)							▸ (b)
Rehtanz et al. (2017)			○				
Reiner et al. (2009)		●		▸ (d)			
Richter/Lindenberger (2010)	○						
Richter/Steiner (2011)		●		▸ (d) (b)	●		
Samweber et al. (2014)	!				▸	▸	
Schill (2010)	○	●		▸			
Schmidt et al. (2016)	○	!					
Timpe et al. (2017)	○	●		▸		●	
Uhlig (2017)		!		▸ (a)	▸		▸ (b)
Uhlig et al. (2016)				▸ (b) (d)	▸		▸
Wickert et al. (2013)		●					▸

Wobei:

● = erfüllt (ja)

○ = nicht erfüllt (nein)

! = Erwähnung der Relevanz ohne Wertung

Weitere Erläuterungen:

(a) = je nach Netztyp und -struktur

(b) = je nach Verteilung

(c) = je nach Ladeleistung

(d) = je nach Ausprägung

(e) = je nach Gleichzeitigkeiten

(f) = nicht in nächster Zeit

4. Netzdienstleistungen

4.1 Arten von Netzdienstleistungen

Um die Stabilität und Stromversorgungsqualität der Energienetze sicherzustellen, erbringen die Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen. Die vier wichtigsten Systemdienstleistungen sind dabei die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, die Betriebsführung und der Versorgungswiederaufbau (vgl. VDN 2003).

Zu der Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung zählt zum einen die Bereitstellung von Momentanreserve zur sofortigen Frequenzunterstützung, zum anderen die Versorgung mit Regel- und Reserveleistung. Des Weiteren kann eine Wirkleistungsregelung mithilfe von Demand Side Management umgesetzt werden. Die Sicherstellung der Spannungshaltung und Spannungsqualität kann durch die Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung) oder Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung) erfolgen. Ferner stellen das Netzengpassmanagement und die Gradientensteuerung zwei Möglichkeiten der Betriebsführung dar. Die Versorgungssicherheit und der Versorgungswiederaufbau werden durch Systeme mit der Fähigkeit zur unterbrechungsfreien Stromversorgung und einem Beitrag zur gesicherten Leistung gewährleistet (vgl. Sterner et al. 2015, S. 12). Unter der in diesem Zusammenhang zu nennende Schwarzstartfähigkeit wird die Eignung verstanden, nach einem Fehler im System weiterhin Energie zur Verfügung zu stellen, welches ein selbstständiges Hochfahren des Stromnetzes oder Teile davon nach dem Ausfall aller Energieerzeuger ermöglicht. Schwarzstartfähige Energiespeichersysteme sind in der Lage, Anlagen durch Leistungsbereitstellung beim Neustart zu unterstützen und die Referenzfrequenz für die Synchronisation zu stellen (vgl. Fuchs et al. 2012, S. 13).

In Bezug auf Netzstabilität durch EVs gibt es je nach Ladesystem verschiedene Netzdienstleistungen, die Tabelle 3 entnommen werden können. Wie ersichtlich wird, sind im Falle eines unidirektionalen Ladesystems mit einem Gleichrichter und Leistungsfaktorkorrekturfilter (PFC) die Wirkleistungsregelung mittels Demand Side Management sowie ein Netzengpassmanagement durch Redispatch möglich. Des Weiteren ist die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung prinzipiell durch eine kurzfristige Verschiebung laufender Ladevorgänge (pos.) bzw. einem gezielten Start des Ladevorganges (neg.), selbst bei einem unidirektionalen Ladegerät durchführbar (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 70). Wie in Tabelle 3 angedeutet, kann jedoch aufgrund des unidirektionalen Ladegeräts keine positive Regelleistung durch eine Rückspeisung von gespeicherter Energie ins Netz bereitgestellt werden.

Im Falle eines bidirektionalen Ladesystems mit bidirektionalem Wechselrichter sind Elektrofahrzeuge hingegen technisch in der Lage, alle in Tabelle 3 dargestellten Bereiche der Systemdienstleistungen zu erfüllen. Neben der Frequenzhaltung durch Demand Side Management, der Bereitstellung von Regelleistung sowie der Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung ist es theoretisch möglich, dass Elektrofahrzeuge in Zukunft auch Aufgaben der Versorgungssicherheit und des Wiederaufbaus erfüllen. Hierzu sind eine ausreichende Leistung sowie geeignete Steuerungsmechanismen notwendig. Elektrofahrzeuge sind beispielsweise bei geeigneter Steuerung grundsätzlich in der Lage, zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach einem Ausfall beizutragen, da sie Energie ins Netz einspeisen können, ohne zuvor selber Strom zu beziehen (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 74). Die Betriebsführung durch ein Netzengpassmanagement und einer Gradientensteuerung sind ebenfalls machbar (vgl. Sterner et al. 2015, S. 12). Es besteht die Möglichkeit des gesteuerten Einsatzes der Fahrzeugbatterien an stark belasteten Netzpunkten innerhalb des Verteilnetzes, um Engpasssituationen zu minimieren, beispielsweise durch eine gesteuerte Zu- und Abschaltung beim Auftreten von Netzengpässen. Die Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen können außerdem durch Reduzierung des maximalen Strombezugs oder Verhindern steiler Gradienten in der Residuallast zur Netzentlastung eingesetzt werden (vgl. Sterner et al. 2015, S. 18).

Tabelle 3: Mögliche Netzdienstleistungen in Abhängigkeit des Ladesystems (i.A.a. Ebert et al. 2012, S. 126; Sterner et al. 2015, S.12)

Art des Ladens		Unidirektional	Bidirektional
Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung	Demand Side Management	✓	✓
	Erzeugungsmanagement	✗	✓
	Momentanreserve	✗	✓
	Primärregelleistung	(✓)	✓
	Sekundärregelleistung	(✓)	✓
	Tertiärregelleistung	(✓)	✓
Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung	Phasenschieberbetrieb	✗	✓
	Statische Spannungshaltung	✗	✓
	Dynamische Spannungshaltung	✗	✓
Versorgungssicherheit und -wiederaufbau	Schwarzstartfähigkeit	✗	✓
	Beitrag zur gesicherten Leistung	✗	✓
	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	✗	✓
Betriebsführung	Gradientensteuerung	✗	✓
	Netzengpassmanagement	✓	✓

Bei den in Tabelle 3 skizzierten Netzdienstleistungen handelt es sich größtenteils noch um Zukunftsvisionen. So beschreiben Ebert et al. (2012, S. 126) Netzdienstleistungen durch BEVs aufgrund der notwendigen Mindestanzahl an Fahrzeugen eher als mittelfristiges Thema. Und auch Loskill (2015, S. 27) erkennt, dass Elektrofahrzeuge zwar grundsätzlich in der Lage sind, netzdienliche Systemdienstleistungen zu erbringen, jedoch die dafür notwendige Anzahl und Marktdurchdringung heute noch nicht erreicht sind. Lediglich das Demand Side Management ist bei einem vorhandenen Kommunikationsanschluss bei den heutigen Ladesystemen möglich und umsetzbar. Die Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung sowie Power-Quality-Funktionen setzen hingegen intelligente bidirektionale Ladegeräte voraus, welche erst in Zukunft flächendeckend zur Verfügung stehen werden. Ferner bewertet Uhlig (2017, S. 103), unter den vier möglichen Netzdienstleistungen der Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, einzig die Frequenzhaltung als eine Option mit momentaner wirtschaftlicher Relevanz. Auch Loskill (2015, S. 13) sieht einen sinnvollen Einsatz von Elektrofahrzeugen vor allem für Frequenzhaltungsmaßnahmen durch die Bereitstellung von Momentanreserve und Regelleistung, den Einsatz als zu-/abschaltbare Last, die Möglichkeit zum frequenzabhängigen Abwurf sowie die Wirkleistungsreduzierung.

4.2 Demand Side Management

4.2.1 Definition und Abgrenzung

Unter Demand Side Management (DSM) werden alle Maßnahmen verstanden, die auf die Beeinflussung der Stromnachfrage abzielen, welche nach Probst (2014) in die Steuerung des Energiebedarfs und des Verbraucherverhaltens unterteilt werden können. Die Laststeuerung (Demand Response) kann sowohl in Form einer direkten Lastkontrolle (Load Control) als auch durch anreizbasierte Laststeuerung (Load Management) realisiert werden. Die Verbrauchssteuerung (Energy Response) ist in die Kategorien Verbrauchssenkung (Energy Conservation) und Effizienzsteigerung (Energy Efficiency) untergliedert (vgl. Paetz et al. 2012, S. 3).

Im Kontext der Elektromobilität bezeichnet DSM nach Kandler (2017) primär alle Maßnahmen zur Beeinflussung und Veränderung der Verbraucherlast. So kann durch DSM bei einem Energieüberangebot eine zusätzliche Nachfrage generiert werden, während bei negativer Energiebilanz eine Lastverschiebung oder ein kompletter Lastabwurf erfolgt (vgl. Kandler 2017, S. 39). Jacqué (2013, S. 13) benennt drei verschiedene Arten des DSM: Das »Peak Clipping« beschreibt die Reduzierung der Lastspitzen in Starklastzeiten durch einen gesteuerten Lastabwurf. Unter »Valley Filling« wird die Methodik zur Glättung der negativen Lastspitzen, durch den Einsatz zusätzlicher Lasten in Schwachlastzeiten, verstanden. »Load Shifting« kann als Kombinationen beider vorheriger Methoden verstanden werden und kennzeichnet die traditionelle, zeitliche Verschiebung der Last von der Starklastzeit in die Schwachlastzeit.

Die Steuerung der Verbraucherlast bei Elektrofahrzeugen setzt eine geeignete Steuerung des Ladevorgangs voraus. Agsten (2012, S. 60) definiert gesteuertes Laden als »automatische Adaption eines Ladevorgangs anhand externer Informationen (Tarife oder Zielfunktionen) mittels Smart Charge Techniken, bei denen optimal unter Berücksichtigung einer Zielfunktion ein Lastprofil realisiert wird«. Hierbei kann zwischen verschiedenen Ladestrategien für Demand Side Management unterschieden werden. Zunächst muss das zentral gesteuerte Laden vom dezentral gesteuerten Laden abgegrenzt werden. Ein zentrales Lademanagement benötigt eine Informations- und Kommunikationsinfrastruktur (IK-Infrastruktur, IKT), welche die Informationsübertragung übernimmt. Beim dezentral gesteuerten Laden hingegen befindet sich die Steuerung direkt am Ladeort, was eine IK-Infrastruktur nicht zwingend erforderlich macht. Weiter sind verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten der Laststeuerung denkbar. So kann das Laden auf Grundlage des aktuellen Strombezugspreises (anreizbasierte Laststeuerung), der aktuellen Netzbelastung (direkte Laststeuerung) oder der Einspeisung von erneuerbaren Energien gesteuert werden (vgl. Götz 2016, S. 53f.; Paetz et al. 2012, S. 3). Beim nutzergesteuerten Laden bestimmt der Fahrzeughalter den Zeitpunkt des Ladens, welcher durch verschiedene Stromtarife beeinflusst werden kann (z. B. Niederstromtarif zu Schwachlastzeiten). Nutzergesteuertes Laden ermöglicht dem Fahrzeughalter eine Reduzierung seiner Stromkosten und eignet sich, durch entsprechende Signalisierung gegenüber des Endnutzers, zur Vermeidung von Netzüberlastungen durch das Verschieben des Ladevorganges in Schwachlastzeiten. Das netzgesteuerte Laden berücksichtigt darüber hinaus neben den Kundenanforderungen auch den Netzzustand. Die Ladeleistung kann auf Basis dieser Informationen begrenzt oder verschoben werden. Erzeugungsgesteuertes Laden hat das Ziel, den Eigennutzungsgrad von selbst erzeugtem Strom zu steigern, der Ladevorgang wird somit in Zeiten hoher lokaler Überschüsse verschoben. Dadurch können Netzüberlastungen bei direkter Aufnahme des produzierten Stroms verhindert werden (vgl. Arbeitsgruppe 3 NPE 2010, S. 16f.). Des Weiteren existieren vielfältige andere Ladestrategien, wie zum Beispiel die kommunikationslose Lastverschiebung der Ladevorgänge in die Nachtstunden (vgl. Probst 2014, S. 88).

4.2.2 Notwendige Voraussetzungen

Der Bedarf und die Möglichkeiten des flexiblen Lastmanagements steigen mit zunehmender Verbreitung der Elektrofahrzeuge. Allerdings wird das Potential von Elektrofahrzeugen für das Lastmanagement in Deutschland aufgrund unattraktiver Erlösmöglichkeiten und vorhandener Hemmnisse erst in kleinem Umfang ausgeschöpft (vgl. Loskill 2015, S. 11). Dies liegt zum einen daran, dass die Anforderungen bezüglich der IKT bisher gesetzlich nur rudimentär ausgestaltet sind (vgl. Raabe et al. 2013, S. 1485). Zum anderen bedarf es der klaren Formulierung eines rechtlichen Rahmens und eines darauf basierenden Geschäftsmodells (vgl. Bundesnetzagentur 2017c, S. 34ff.). Bestehende Modelle sind bezüglich der Rollenverteilung, der Messpunkte und der notwendigen Kommunikation zur Datenerfassung auf stationäre Anwendungsfälle ausge-

richtet. Aufgrund der durch die Mobilität bedingten zeitlich und lokal variierenden Anwesenheit der Elektrofahrzeuge in verschiedenen Verteilnetzen sind diese bestehenden Systeme größtenteils nicht praktikabel (vgl. Raabe et al. 2013, S. 1490).

Des Weiteren wird die steigende Datenmenge als Herausforderung gesehen, welche durch die steigende Anzahl an Netzelementen wie stationäre Speicher oder BEVs anfallen und verarbeitet werden müssen. Bereits im Einsatz befindliche Ortsnetzstationen sind meist nur auf die bisher notwendigen Datenverarbeitungen ausgelegt. Loskill (2015, S. 14) sieht somit die Notwendigkeit, »sowohl auf Netzseite als auch auf Fahrzeugseite die technischen Voraussetzungen zu schaffen«.

Auch Plötz et al. (2013, S. 91) erkennen, dass die technischen Weichen für ein flächendeckendes intelligentes Laden erst noch gestellt werden müssen. Sie gehen zudem davon aus, dass die zusätzlichen Ausgaben für eine intelligente Ladesteuerung bis 2020 die möglichen Erlöse deutlich übersteigen, weshalb erst in den darauffolgenden Jahren mit einem wirtschaftlichen Potential für ein intelligentes Lademanagement zu rechnen ist. Zur effektiven Nutzung einer Ladesteuerung müssen außerdem bestehende Hürden, wie eine effektive Preisgestaltung oder die datentechnische Erfassung der Abrechnungsparameter, genommen werden (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 75).

Um auftretende Lastflüsse zu überwachen, wird ein Energiemanagementsystem (EMS) benötigt. Das EMS übernimmt unter anderem die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Messstellen (vgl. Reiner et al. 2009, S. 3). Für die Implementierung eines öffentlichen Lastmanagements müssen aktive (aktuelle Netzsituation und Messdaten) sowie passive (Betriebsmittelgrenzwerte) Daten flächendeckend zur Verfügung gestellt werden (vgl. Wickert et al. 2013, S. 27).

4.2.3 Potential des Demand Side Management

Das Potential des Demand Side Managements bei Elektrofahrzeugen stützt sich einerseits auf den technischen Nutzen (Beeinflussung des Lastgangs und dadurch verbesserte Integration der Elektrofahrzeuge) ebenso wie auf den wirtschaftlichen Vorteil (volkswirtschaftlicher Nutzen sowie Einsparungspotential des Fahrzeughalters). Nach Richter/Steiner sind die technischen und wirtschaftlichen Potentiale einer Ladesteuerung groß, weshalb der Einsatz als sinnvoll erachtet wird. Dies liegt darin begründet, dass dem Fahrzeugbesitzer neben den Zusatzeinnahmen keine zusätzlichen Kosten entstehen und DSM für Netzdienstleistungen und Lastverschiebung genutzt werden kann (vgl. Richter/Steiner 2011, S. 60). Im Weiteren werden Ergebnisse weiterer Studien bezüglich des technischen und wirtschaftlichen Potentials zusammengefasst.

Technisches Potential

Zahlreiche Studien kommen zu dem Ergebnis, dass eine intelligente Ladesteuerung die durch BEVs entstehenden Lastspitzen signifikant reduzieren kann. Die daraus resultierende Netzüberlastungen und Grenzwertverletzungen können somit effizient verhindert werden. (vgl. Dreier 2010, S.11; Timpe et al. 2017, S.45; Götz 2016, S.100 & Agsten 2012, S.38).

Friedl et al. (2018, S. 16) zeigen in ihren Untersuchungen, dass DSM in Form des gesteuerten Ladens zur Reduzierung der kumulierten Spitzenlast und zur Glättung der Lastkurve sinnvoll eingesetzt werden kann. Demnach kommt es bei einer Teilnahme von 30 Prozent aller Fahrzeuge am flexiblen Laden bereits zur signifikanten Reduzierung der Spitzenlast am Ortsnetztransformator. Bei einer Teilnahme von 92,5 Prozent führt selbst ein Elektrofahrzeug-Anteil von 100 Prozent zu keinerlei Problemen im untersuchten Netz. Durch ein Lademanagementsystem können somit Transformatoren durch Lastverschiebung in die Nacht oder in den Zeitraum der mittäglichen Photovoltaikspitzen entlastet werden. Dadurch kann bei hoher Marktdurchdringung eine signifikante Reduzierung von extremen Spannungswerten erreicht werden (vgl. Probst et al. 2011a, S. 4). Aktuelle Studien sind sich insgesamt einig, dass sich durch Ladesteuerung steigende Lastspitzen vermeiden lassen und Lastprofile geglättet werden können (s. Pregger et al. 2013, S. 305f.; Noeren/Wittwer 2011, S. 12ff; Wickert et al. 2013, S. 26f; Agsten et al. 2011, S. 194f). Die Anzahl an »verträglichen« BEVs in einem Verteilnetz steigt somit deutlich an (vgl. Pregger et al. 2013, S. 305f.; Götz 2016, S. 29/95; Linssen et al. 2012, S. 245f.). Dabei kommt vor allem dem nächtlichen Laden eine besondere Relevanz zu. Über Nacht sind die meisten Elektrofahrzeuge über einige Stunden ans Netz angeschlossen und bieten ein geeignetes Zeitfenster zur Lastverschiebung durch Ladesteuerung (vgl. Pregger et al. 2013, S. 305f.; Götz 2016, S. 29/95; Linssen et al. 2012, S. 245f.; Winter et al. 2017, S. 22; Noeren und Wittwer 2011, S. 12ff).

Insgesamt werden dem zentral gesteuerten Laden höhere Chancen angerechnet als dem dezentral gesteuerten Laden. Jedoch muss der Mehraufwand für die zentrale IK-Infrastruktur beachtet werden (vgl. Götz 2016; Deutsche Energie-Agentur (dena), 2014, S. 29/95). In einigen Studien wird bei einer dezentralen Steuerung, die auf preislichen Anreizen (z. B. Zweistromtarif) basiert, das Risiko eingeräumt, dass diese bei ausgeprägter Verteilung zu einer erhöhten Netzbelastung führen könnte. Gemeint ist hierbei das Auftreten enormer Lastspitzen und –gradienten. Durch die Signalisierung eines günstigen Stromtarifs gegenüber dem Endnutzer ist mit einer großen Anzahl gleichzeitig eingesteckter Fahrzeuge innerhalb kurzer Zeit zu rechnen. Die daraus resultierenden Lastsprünge werden in mehreren Studien als sehr kritisch gesehen und als Grund für wahrscheinliche Netzüberlastungen genannt (vgl. Richter und Lindenberger 2010, S. 5; Lopes et al. 2009, S. 7f.; Wickert et al. 2013, S. 35ff; Agsten et al. 2011, S. 194f). Um diesen Effekt zu vermeiden, sollten Informationen über die aktuelle Netzbelastung in der Ladesteuerung berücksichtigt werden. Lopes et al. (2009) zeigen in ihrer Arbeit auf, dass durch netzdienliche Ladesteuerung eine nur gering ansteigende Spitzenlast erreicht werden kann und im Vergleich zu anderen Ladesteuerungen die höchste BEV-Durchdringung netztechnisch möglich ist (vgl. Lopes et al. 2009, S. 7f; s.a. Wickert et al. 2013, S. 38f.).

Die untersuchten Studien betonen einheitlich das große Potential von DSM zur Vermeidung von Netzüberlastungen. Lediglich beim von Preissignalen angeregten Laden kann es bei hoher kumulierter Ladeleistung (aufgrund der Gleichzeitigkeiten des Ladestartvorgangs) zu nachteiligen Effekten auf das Netz kommen. Diese negativen Effekte könnten allerdings durch eine zusätzliche Intelligenz auf Basis von Netzdaten verhindert werden. Durch die Umsetzung eines DSM mittels intelligenter Ladesteuerung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen kann somit die Integration der Elektrofahrzeuge in das Netz vereinfacht und Netzüberlastungen vermieden werden.

Wirtschaftliches Potential

Die technische Machbarkeit von DSM führt insbesondere zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen, indem Netzausbaumaßnahmen verhindert werden können. So argumentieren Schmidt et al. (2016, S. 74), dass eine Ladesteuerung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist, da Spitzenkapazitäten eingespart, Erneuerbare Energien optimal genutzt sowie Netzüberlastungen vermieden werden. Die AG 3 der NPE (2010, S. 18) beschreibt ebenfalls eine Reduzierung der Grenzwertüberschreibungen und daraus resultierenden Reduzierung des Netzausbaus. Erzeugungsgesteuertes Laden führt außerdem zur verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien und einer effizienteren Nutzung konventioneller Kraftwerke. Im Verbundprojekt »Gesteuertes Laden V2.0« (Weinmann et al. 2011) ziehen die Autoren die überflüssig werdenden Netzausbaukosten hinzu, um das volkswirtschaftliche Potential des öffentlichen Lastmanagements zu bewerten. Dabei wird ein Berliner Verteilnetz unter der Annahme von 50.000 BEVs im Jahre 2020 und 1,5 Millionen BEVs im Jahre 2030 untersucht. Durch das öffentliche Lastmanagement können Netzausbaukosten im betrachteten Niederspannungsnetz von 26 Millionen € (3,6 kW Ladeleistung in 2020) bis 500 Millionen € (bei 22 kW Ladeleistung in 2030) eingespart werden, welches einer Investitionssumme von 530 € bis 3.200 € pro Fahrzeug entspricht (vgl. Weinmann et al. 2011, S. 202).

Der wirtschaftliche Nutzen kann, neben der volkswirtschaftlichen Betrachtung, auch aus Sicht der Elektrofahrzeughalter bewertet werden. Richter und Lindenberger (2010) berechnen ein Kosteneinsparungspotential von 9–13 Prozent bei gesteuertem Laden im Vergleich zum durchschnittlichen Endkundenstrompreis. Auf Basis von Mobilitätsbefragungen und historischen Strommarktdaten kalkulieren Schuller et al. (2014, S. 2019) hingegen wesentlich höhere durchschnittliche Einsparungspotentiale, aufgeteilt nach den Nutzergruppen Arbeitnehmer und Rentner. Demnach können Arbeitnehmer, im Vergleich zum ungesteuerten Laden, durch gesteuertes Laden Kosteneinsparungen von bis zu 32,2 Prozent und Rentner gar bis zu 44,8 Prozent erzielen. Die Unterschiede sind auf das Fahrverhalten der beiden Personengruppen zurückzuführen.

Zimmer et al. (2011) identifizieren indessen ein wesentlich kleineres wirtschaftliches Potential: Mithilfe einer Abschätzung basierend auf Marktpreisen von 2008 bis 2010 sind demnach durch Demand Side Management Kosteneinsparungen von 26 € bis 101 € pro Jahr und Fahrzeug möglich, welches einer Einsparung von 10 Prozent der Stromkosten eines durchschnittlichen Fahrzeugs entspricht. Im Vergleich zu den durch DSM verbundenen Einschränkungen schätzen die Autoren diese Kosteneinsparungspotentiale aus heutiger Sicht als sehr gering ein. Auch im Jahr 2030 wird lediglich eine Steigerung auf 100 € erwartet. Damit wäre das ökonomische

Potential auch in den kommenden Jahren gering. Im Vergleich zum Konzept des Vehicle-to-Grid (V2G) mit maximalen Erlösen von jährlich 50 € und der Bereitstellung von Regelleistung mit Erlösen von bis zu 80 € stellt die Ladesteuerung jedoch aus der Perspektive der Autoren immer noch die wirtschaftlichste und technisch sinnvollste Option dar. Dies ist unter anderem mit den Vorteilen einer relativ einfachen Umsetzung im Vergleich zu den anderen Netzdienstleistungen einerseits und nicht einhergehenden Batterieabnutzungen andererseits zu erklären. Aufgrund der hohen Unsicherheiten der Preisentwicklung und des zukünftigen Marktdesigns muss das Potential jedoch fortlaufend unter neuen Gesichtspunkten betrachtet werden (vgl. Zimmer et al. 2011, S. 28ff.).

Rosekeit et al. (2012, S. 2/6) untersuchen in ihrer Arbeit die Gesamtkosten (inkl. Strom- und Batteriealterungskosten) für Plug-In Hybridfahrzeuge mit einer nutzbaren Batteriekapazität von 8 kWh und unter der Annahme, dass die Fahrzeuge zu 80 Prozent der Zeit zu Hause abgestellt sind. Sie kommen zu dem Schluss, dass bidirektionales Laden (Rückspeisung von Strom in Hochpreiszeiten und Laden bei niedrigen Kosten) zu geringeren Mobilitätskosten führt als ungesteuertes Laden nach dem letzten Weg. Durch einen niedrigeren mittleren Ladezustand wird bidirektionales Laden außerdem als batterieschonender angesehen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Anwendung von DSM den Bedarf an Netzausbau verzögern oder reduzieren kann und somit zu einem großen volkswirtschaftlichen Nutzen führt. Die Einschätzungen des wirtschaftlichen Potentials aus Nutzersicht werden in den verschiedenen Studien hingegen unterschiedlich bewertet. Der wirtschaftliche Anreiz für den Fahrzeugbesitzer wird in Summe als zu gering bewertet. Für einen flächendeckenden Einsatz von DSM durch Fahrzeughalter und Flottenbetreiber müssen Anreize von Politik und attraktive Angebote der Energieversorger, Netzbetreiber und weiterer Marktteilnehmer geschaffen werden.

4.3 Regelleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge

4.3.1 Regelleistungsarten und Herausforderungen

Um einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, halten die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung vor. In Tabelle 4 sind die wichtigsten Charakteristika der drei Regelleistungsarten Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung dargestellt.

Tabelle 4: Präqualifikationsanforderungen und Eigenschaften der Regelleistungsarten (i.A.a. DEA 2016; Uhlig 2017; Diem 2017; VDN 2003; Bundesnetzagentur 2017; Wickert et al. 2013; Schmidt et al. 2016)

	Primär-RL (PRL)	Sekundär-RL (SRL)	Minuten-RL (MRL)
Beschreibung/Zweck	Ausgleich von Frequenzabweichungen durch Störung der Erzeugung/ Änderung der Verbraucherlast	Rückführung der Frequenz und Übergabeleistungen zwischen Regelzonen auf Sollwert	Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbands und Vermeidung größerer und längerer Abweichungen
Aktivierung	Innerhalb von 30s, Abgabe mindestens für jeweils 15min	Fernzugriff durch ÜNB, Innerhalb von 5min, Reaktion nach 30s!	Elektronischer Abruf nach Merit-Order-List, Innerhalb von 15min
Zeitraum	$0 < t < 15 \text{ min}$	$30 \text{ s} < t < 1 \text{ h}$	$15 \text{ min} < t < 1 \text{ h}$
Ausschreibungszeitraum (davor wöchentlich)	Wöchentlich	Seit Juli '18: Täglich	Täglich
Ausschreibungszeitpunkt	Vorwoche: Dienstag	Vorwoche: Mittwoch	Vortag: Montag - Freitag
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	
Produktzeitscheibe	Gesamte Woche	Seit Juli '18: Sechs Zeitscheiben, je 4 Stunden	Sechs Zeitscheiben, je 4 Stunden
Mindestangebotgröße	1MW (darüber in 1MW Schritten)	Seit Juli '18: Angebot über 1/2/3/4 MW (Davor: 5MW)	
Zeitverfügbarkeit	100 Prozent	95 Prozent für Dauer des Ausschreibungszeitraums	100 Prozent Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit
Wichtige Präqualifikationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Angabe des Netzknoten jeder TE und des zuständigen ÜNB • Regelband mind. $\pm 2\%$ der Nennleistung und mind. $\pm 2 \text{ MW}$ • Online Information über Ist-Daten 	<p>Falls kein direkter Netzanschluss an ÜNB besteht, Nennung und Erlaubnis des betroffenen Netzbetreibers erforderlich</p> <ul style="list-style-type: none"> • Angabe zahlreicher technischer Eigenschaften im Datenblatt • Darf nur von TE ohne netztechn. Restriktionen erbracht werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung Ist-Daten • Errichtung der IKT durch Anbieter
Pooling	In gleicher Regelzone möglich	In gleicher Regelzone möglich und regelzonenübergreifend zur Erreichung der Mindestgröße	
Voraussetzungen	30min-Kriterium: Erbringung pos. und neg. Regelleistung für 30min	Redundante leittechnische Anbindung erforderlich (Punkt-zu-Punkt, Verzögerung $< 5 \text{ s}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Nachweis Leistungserbringung durch Betriebsprotokolle • Präqualifikation jeder TE vor Aufnahme in Pool • Nachweis: Fähigkeit der Bereitstellung erforderlicher MRL

Zahlreiche Studien bemängeln, dass die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Regelleistungsmarkt nicht gegeben sind, insbesondere die geltenden Präqualifikationsvoraussetzungen sind für Elektrofahrzeuge momentan nicht zu erfüllen (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 13; Loskill 2015, S. 27; eCG/IfES/ITD 2016, S. 166). Vor allem die in Tabelle 4 dargestellten Präqualifikationsanforderungen der Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträume, Produktzeitscheiben und Anforderungen bezüglich der Zeitverfügbarkeit erschweren eine Teilnahme der Elektrofahrzeuge am Regelleistungsmarkt und sollten für eine erfolgreiche Marktteilnahme auf die variable Verfügbarkeit von Elektroautos angepasst werden (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 135; Richter und Steiner 2011, S. 22). Zusätzlich ist es erforderlich, den zeitlichen Abstand zwischen Erfüllungs- und Vergabezeitpunkt zu verkürzen. Insgesamt besteht ein großer Bedarf darin, ein vereinfachtes Präqualifikationsverfahren für Klein(st)anlagen zu implementieren (vgl. eCG/IfES/ITD 2016, S. 166).

Das im Jahre 2015 durch die Bundesnetzagentur eröffnete Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve beinhaltet unter anderem relevante Änderungsvorschläge zum Ausschreibungszeitraum, den Produktzeitscheiben, einem Einheitspreisverfahren und der Verringerung der Mindestangebotsgröße für Betreiber kleiner Anlagen und Pools für die Sekundärregelung und Minutenreserveleistung (vgl. Bundesnetzagentur 2015, S. 185). Allerdings sprechen sie sich ausdrücklich für ein weiteres Herabsetzen der Mindestangebotsmenge aus, obwohl sich die Übertragungsnetzbetreiber wegen des zusätzlichen Aufwands in Form von »höheren operativen Risiken und Transaktionskosten« dagegen entschieden haben (Wickert et al. 2013, S. 102). Als Kompromiss ist es einzelnen Anbietern seit dem 12.07.2018 möglich, Sekundär- und Minutenreserveleistung in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW anzubieten, falls nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe in positiver und negativer Richtung in der betreffenden Regelzone gestellt wird. Dies gilt auch unabhängig davon, ob der Anbieter bereits in einer anderen Regelzone die Mindestgröße überschritten hat. Der neue Beschluss soll kleinen Anbietern, welche Kleinanlagen zu einem Pool bündeln oder Demand Side Management betreiben, die eigenständige Teilnahme am Regelleistungsmarkt ermöglichen und die Gelegenheit geben, mit kleinen Angebotsleistungen am Markt einzutreten und sukzessiv am Markt zu wachsen (vgl. Bundesnetzagentur 2017a, S. 29f.; Bundesnetzagentur 2017b, S. 19f.). Zudem kam die Bundesnetzagentur in einem neuen Beschluss der Forderung nach, eine Anpassung der Ausschreibungszeiträume und Angebotsscheiben vorzunehmen. So wird seit dem 12.07.2018 die Sekundärregelung ebenfalls an die Minutenreserve angepasst, indem es eine tägliche Ausschreibung mit 4-stündigen Zeitblöcken gibt (vgl. Bundesnetzagentur 2017a, S. 2). Dallinger et al. (2011, S. 311) zeigen, dass eine weitere Reduzierung der Angebotsscheiben von vier Stunden auf eine Stunde einen positiven wirtschaftlichen Effekt auf die Regelleistungsbereitstellung von Elektrofahrzeugpools hätte und somit weiterer Handlungsbedarf in diesem Bereich besteht.

Trotz des Heruntersetzens der Mindestangebotsmenge ist eine Teilnahme einzelner Elektrofahrzeuge am Regelleistungsmarkt nicht möglich (vgl. Wickert et al. 2013, S. 101). Um die Mindestgröße der Leistungsbereitstellung zu erfüllen, ist ein Zusammenschluss mehrerer Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk in Form eines Poolings der einzelnen Erzeugungseinheiten und Speichermöglichkeiten denkbar (vgl. Loskill 2015, S. 14; eCG/IfES/ITD 2016, S. 170). Ein solcher Pool bedarf allerdings der geforderten Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Regelbarkeit. Aufgrund der Tatsache, dass die benötigte Verbreitung an Elektrofahrzeugen heutzutage noch nicht erreicht wird, ist eine solche Pool-Lösung – allein bestehend aus Elektrofahrzeugen – in größerem Umfang noch nicht realistisch bzw. realisierbar. Der Umstand, dass in einem Regelleistungspool selten alle Elektrofahrzeuge gleichzeitig zur Erbringung von Regelleistung bereitstehen, erhöht die notwendige Größe eines Regelleistungspools. Eine korrekte Prognostizierung der Fahrzeugverfügbarkeit und damit der von einem Pool lieferbaren Strommenge ist äußerst schwierig. Folglich muss die angebotene Regelleistung so konservativ kalkuliert sein, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit minimiert wird (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 72). Alternativ kann versucht werden, die stochastischen Einflüsse auf den Standort bzw. die Verfügbarkeit der im Flotten-Pool befindlichen Elektrofahrzeuge zu minimieren.

Exemplarische Berechnungen von Weinmann et al. (2011) auf Basis von über ein Jahr gemessenen empirischen Daten im Probetrieb MINI E Berlin 1.0 verdeutlichen, dass das Erreichen der Mindestangebotsmenge durch ein reines Pooling mit Elektrofahrzeugen mit der heutigen

Marktdurchdringung nicht zu realisieren ist. Die Bereitstellung von Primärregelleistung erweist sich hierbei als besonders kritisch, da die angebotene Leistung sowohl in negative als auch positive Richtung zu jeder Tageszeit verfügbar sein muss. So berechnen die Autoren eine durchschnittliche Mindestgröße von 50.000 Fahrzeugen zum Erreichen der Angebotsgröße von 1 MW bei Laden bis 75 Prozent Ladestand (SOC) und eine durchschnittlich zur Verfügung stehende Primärregelleistung von 0,02 kW pro Fahrzeug. Eine Erhöhung der Ansteckzeit von 4 Stunden würde die erforderliche Anzahl theoretisch auf 16.700 Elektrofahrzeuge reduzieren (vgl. Weinmann et al. 2011, S. 159f.).

Unter aktuellen Gesichtspunkten ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung demnach aus technischer Sicht nicht möglich. Dies liegt, neben der bereits erwähnten symmetrischen Ausschreibung der Regelleistung, an den hohen Anforderungen bezüglich der Reaktionsgeschwindigkeit und der Tatsache, dass eine NetZRückspeisung durch bidirektionales Laden im Regelfall technisch noch nicht möglich ist und somit die Gewährleistung der positiven Regelleistungsbereitstellung erschwert (vgl. eCG/IfES/ITD 2016, S. 179). Im Bereich der Sekundärregelleistung kalkulieren Weinmann et al. (2011) eine minimal notwendige Anzahl von 25.000 Elektrofahrzeugen zur Bereitstellung von negativer Regelleistung im Niedertarif (vgl. Weinmann et al. 2011, S. 159f.). Problematisch sind außerdem die hohen technischen Anforderungen bezüglich der Geschwindigkeit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit. So ist ein Pooling nicht für das Erreichen der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit vorgesehen, sondern lediglich zum Erreichen der Mindestgröße. Der Pool als auch die technische Einheit (TE) müssen eine 95-prozentige Verfügbarkeit im gesamten Leistungszeitraum gewährleisten. Hinzukommend wird die Reaktionsgeschwindigkeit auf Steuerungsbefehle als schwierig identifiziert (vgl. eCG/IfES/ITD 2016, S. 179). Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelleistung reichen für die Bereitstellung von Tertiärreserve bereits rein rechnerisch 7.150 Elektrofahrzeuge für die Bereitstellung von 5 MW Leistung in der Zeitspanne von 0:00–4:00 Uhr aus (vgl. Weinmann et al. 2011, S. 159f.). Auch die Präqualifikationsbedingungen, welche unter anderem das Pooling zum Erreichen der Arbeitsverfügbarkeit vorsehen, scheinen grundsätzlich erfüllbar (vgl. eCG/IfES/ITD 2016, S. 179). Zusammenfassend wird jedoch deutlich, dass aufgrund des schwer zu kalkulierenden Nutzerverhaltens eine 100-prozentige Garantie der angebotenen Regelleistung nur schwer zu erreichen ist. Daher erachten Weinmann et al. (2011 S. 158f.) ein Pooling von Elektrofahrzeugen in Kombination mit anderen Erzeugungseinheiten, wie beispielsweise Gasturbinen oder Pumpspeichieranlagen, als sinnvoll.

Auch Fragen bezüglich der kommunikations- und messtechnischen Anforderungen sind teilweise noch nicht ausreichend geklärt. Hierbei sind vor allem die Kommunikationskosten zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und Poolanbieter sowie die Gewährleistung der Kommunikationssicherheit zu nennen (vgl. Wickert et al. 2013, S. 187). Darüber hinaus existieren ungelöste Probleme bezüglich geeigneter Nutzungs- und Geschäftsmodelle oder rechtlicher Rahmenbedingungen. So fallen bei der Zwischenspeicherung von Energie sowohl Netzentgelte als auch die EEG-Umlage an, welches sowohl beim Laden als auch beim Rückspeisen der Energiekosten verursacht und ein V2G-Konzept unter den gegenwärtigen Bedingungen unrealistisch macht (vgl. Kriener und Simons 2017, S. 38). Des Weiteren besteht ein regulatorischer Handlungsbedarf für die Implementierung virtueller Kraftwerke. So gestaltet sich die Handhabung der individuellen Zählpunkte für jedes Elektrofahrzeug als schwierig. § 14a EnWG fordert für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen einen individuellen Zählpunkt, weshalb noch keine geeignete Lösung zur effizienten Bilanzierung der Elektrofahrzeuge besteht. Der Anbieter ist in der Pflicht Namen und Netzanschluss jeder TE im Vorhinein zu benennen, wobei fraglich ist ob dem Pool-Koordinator alle Anschlusspunkte vorab bekannt sind (vgl. Wickert et al. 2013, S. 187). Auch müsste der Pool-Betreiber mit den jeweiligen Netzbetreibern für jedes Auto eine Vereinbarung zur Direktvermarktung schließen (vgl. Loskill 2015, S. 14). Zusätzlich erscheint, durch die Mobilität des Elektrofahrzeuges über mehrere Netzgebiete hinweg, derselbe Zählpunkt in mehreren Bilanzkreisen. Aus diesem Grunde muss geklärt werden, wie teilnehmende Elektrofahrzeuge am Regelenergiemarkt von Energielieferanten abgerechnet und bilanziert werden (vgl. Wickert et al. 2013, S. 202). Weiterhin ist der existierende Regelenergiemarkt nicht auf eine hohe Handelsfrequenz ausgelegt, da dort momentan lediglich hohe Leistungsmengen in geringer Frequenz abgefragt werden. Dies impliziert einen Bedarf an neuen Modellen für die Vermarktung der Regelleistung (vgl. Loskill 2015, S. 28).

4.3.2 Technisches Potential

Bei Betrachtung der technisch bereitstellbaren Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen als Regelleistung wird in verschiedenen Studien deutlich, dass ausgehend von den unterschiedlichen Parametern und Einflussgrößen teils sehr variierende Ergebnisse errechnet werden. In Abbildung 6 sind die zentralen Ergebnisse zu den Speicherpotentialen gemäß der verschiedenen Studien graphisch dargestellt. Nichtsdestotrotz identifizieren die betrachteten Studien ein sehr großes Potential von BEVs für die Bereitstellung von Regelleistung. Dies wird bereits durch die angestrebte Anzahl von 1 Million Elektrofahrzeugen für das Jahr 2020 ersichtlich. Demnach besitzen 1 Million BEVs das Potential von 15 bis 40 GWh Regelenergie, was im Falle des oberen Wertes näherungsweise im Bereich der gesamt installierten deutschen Pumpspeicherkraftwerke liegt (vgl. Energie-Agentur 2012, S. 49). Rosekeit et al. (2012, S. 1) gehen bei 1 Million Elektrofahrzeugen und Batteriekapazitäten von 4 kWh bis 30 kWh – aufgrund verschiedener Modelle – von einer Speicherkapazität von 10 GWh aus. Dies entspricht demnach 25 Prozent der in Deutschland installierten Pumpspeicherkapazität. Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken besitzen BEVs den zusätzlichen Vorteil einer schnelleren Reaktionszeit auf die Einspeise- und Laständerung sowie die Fähigkeit, auf lokale Veränderungen zu reagieren (vgl. Spath et al. 2013, S. 86). Zudem berechnen Benad et al. (2012) unter der Annahme von 1 Million BEVs mit einer Batteriekapazität von je 25 kWh und einer Entladetiefe bis ca. 33 Prozent SOC ein Speicherpotential von 10.000 MW, was die Gesamtleistung der deutschen Pumpspeicherkraftwerke mit 6.700 MW bereits überschreitet (vgl. Deutsche-Energie-Agentur 2019).

Bei einer wie erwartet zunehmenden Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen über das Jahr 2020 hinaus wird ein noch größeres Potential deutlich. Nach Reichert (2010, S. 13) ist ein 10-prozentiger EV-Anteil am Fahrzeugbestand in Deutschland bereits in der Lage, dieselbe Energiemenge wie alle installierten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland zusammen zu liefern. So beträgt das V2G-Speicherpotential 38 GWh unter der Annahme von 4,6 Millionen Fahrzeugen (d.h. ein Fahrzeuganteil von 10 Prozent), welche für 20 Stunden am Tag zur Verfügung stehen, eine Ladeleistung von 3,5 kW und eine Speicherkapazität von je 10 kWh besitzen. Unter denselben Annahmen resultiert eine Gesamtspeicherleistung von 13 GW (vgl. Reichert 2010, S. 13).

Richter und Steiner (2011, S. 38ff.) treffen im Gegensatz zu Reichert deutlich abweichende Annahmen und betrachten zur Beurteilung des technischen Potentials von V2G drei verschiedene Szenarien. Das Szenario »geringer technischer Fortschritt« geht von einer Batteriekapazität von 20 kWh, einer maximalen täglichen Fahrdistanz von 100 km sowie einer Ladeleistung von 3,7 kW und einer Durchdringung von 2,3 Prozent (1 Million BEVs) aus. Eine Batteriekapazität von 30 kWh, 150 km Reichweite, 6 kW Anschlussleistung und eine Diffusion von 3 Millionen BEVs bilden die Annahmen des mittleren Szenarios »Moderater technischer Fortschritt«. Das Szenario des »hohen technischen Fortschritts« legt die Annahme einer Batteriekapazität von 50 kWh, 250 km Reichweite, 11 kW Ladeleistung und 5 Millionen BEVs zu Grunde. Unter Annahme einer erlaubten Entladetiefe von 20 Prozent resultieren für den geringen technischen Fortschritt eine verfügbare Leistung von 2.013 MW und eine Energiemenge von 2.180 MWh, für das mittlere Szenario eine Leistung von 9.250 MW und Energiemenge von 9.250 MWh sowie für das dritte Szenario eine Leistung von 33.440 MW sowie 30.400 MWh Energie (vgl. Richter und Steiner 2011, S. 38ff.).

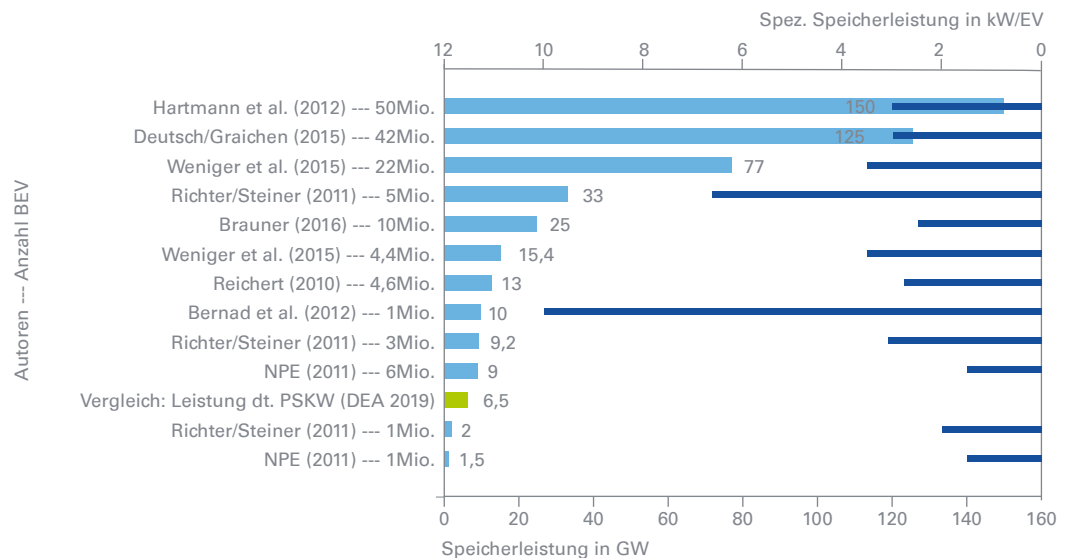


Abbildung 6: Speicherleistungspotential von BEVs verglichen zur kumulierten Leistung deutscher Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) (Eigene Darstellung)

Zum einen sind BEVs in der Lage, die gespeicherte Energie im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken schneller abzugeben. Zum anderen übersteigt bereits im mittleren Szenario die theoretische Leistungsbereitstellung durch BEVs die der Pumpspeicherkraftwerke. Selbst die mögliche Leistungsbereitstellung bei geringem technischem Fortschritt stellt einen nennenswerten Anteil am heutigen Regelleistungsmarkt dar. 3 Millionen BEVs sind in der Lage, den gesamten Regelbedarfsbedarf zu decken und bei 5 Millionen Fahrzeugen können selbst deutlich höhere Bedarfe gedeckt werden. Allerdings unterliegt die Teilnahme am Regelleistungsmarkt gewissen Einschränkungen, da die verfügbare Energie bei maximaler Leistung lediglich über einen Zeitraum von einer Stunde abgegeben werden kann. Nichtsdestotrotz besitzen BEVs auch bei steigendem Regelbedarf das Potential, einen signifikanten Teil zu decken und das Stromnetz zu stabilisieren (vgl. Richter und Steiner 2011, S. 43).

Hartmann et al. (2012, S. 69) berechnen unter Annahme eines Extremszenarios von 50 Millionen Elektrofahrzeugen, einer Batteriekapazität von je 32 kWh mit einem Energieverbrauch von 0,16 kWh/km ein theoretisches Speicherpotential von 1,6 TWh. Eine Ladeleistung von 3 kW resultiert in einer theoretischen Speicherleistung von 150 GW, eine 16 kW Anschlussleistung entsprechend in 800 GW. Verglichen zur maximalen vertikalen Spitzenlast von ungefähr 83 GW aus dem Jahr 2010 ist das eine immense theoretische Speicherleistung. Bei realistischen Annahmen unter Berücksichtigung der maximalen Verfügbarkeit von 90 Prozent und der durchschnittlich zur Verfügung stehenden Batteriekapazität von 20 Prozent resultiert ein Stromspeicherpotential von 135 GW und ca. 30 GWh.

Schill et al. (2016) untersuchen abschließend das Potential von 4,4 Millionen BEVs für die Bereitstellung von Regelleistung für das Jahr 2035 unter Betrachtung verschiedener Ladestrategien. Dabei wird die Regelleistungsbereitstellung durch Grid-to-Vehicle (G2V), G2V und V2G sowie durch volle Flexibilität (auch Rückspeisung für den Großhandelsmarkt möglich) betrachtet. Abbildung 7 stellt die entsprechenden Ergebnisse dar. In allen drei Fällen kommt es zu einer höheren negativen Regelleistungsbereitstellung als positiven. Positiver Regelleistung kommt vor allem bei hohen Leistungspreisen ein hohes Potential zu. Die Modellergebnisse ergeben zudem, dass nachts (zwischen 23:00 und 5:00 Uhr) deutlich mehr Leistung zur Verfügung steht als tagsüber (vgl. Schill et al. 2016, S. 73–80).

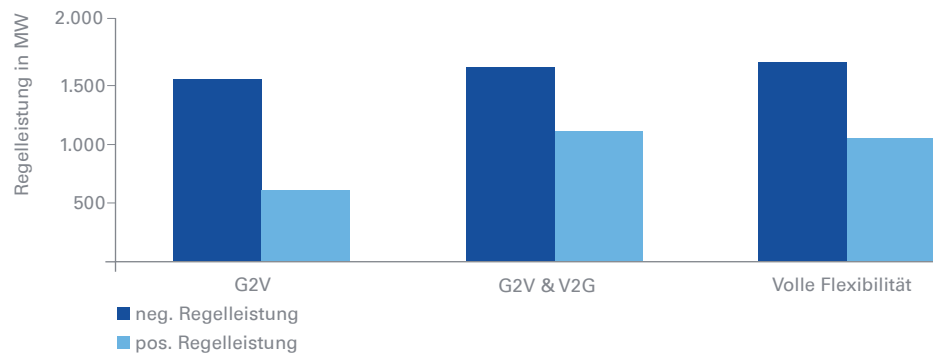


Abbildung 7: Mögliche Beträge positiver und negativer Regelleistung anhand verschiedener Ladestrategien 2035 (nach Schill et al. 2016)

4.3.3 Wirtschaftliches Potential

Die Einschätzungen bezüglich der zu erwartenden Erlöse im Regelleistungsmarkt fallen aufgrund der vielen Einflussfaktoren sehr unterschiedlich aus und hängen u.a. von der künftigen Marktdurchdringung und den künftigen Marktteilnehmern ab. Dabei sind die Fahrzeugverfügbarkeit am Netz, die Anschlussleistung, Strompreise außerhalb des Regelenergiemarktes sowie die Häufigkeit der Inanspruchnahme der gebotenen Regelenergie die wesentlichen Parameter für die Wirtschaftlichkeit der Regelenergiebereitstellung (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 76). Tabelle 5 stellt die Ergebnisse der untersuchten und teils vorgestellten Studien qualitativ dar.

Eine Studie des Fraunhofer ISI rechnet der Bereitstellung positiver Regelleistung aus heutiger Sicht ein geringes wirtschaftliches Potential zu, sodass sich der einhergehende Einbau von bidirektionalen Ladegeräten durch die entstehenden Mehrkosten als noch nicht lohnenswert erweist (vgl. Richter und Steiner 2011, S. 60). Die momentan eher geringen wirtschaftlichen Aussichten werden auch durch Richter und Lindenberger (2010) hervorgehoben, welche ein Erlöspotential zwischen 45 und 105 € eines BEV-Zweisitzers, eines BEV-Viersitzers und eines Plug-In Hybridfahrzeugs für das V2G-Geschäftsmodell in den Jahren 2020 und 2030 kalkulieren. Schill et al. (2016, S. 85) zeigen in ihrer Modellrechnung, dass 4,4 Millionen BEVs im Jahr 2035 auch ohne Rückspeisung in großem Umfang eine kostengünstige Regelleistung bereitstellen können. Insbesondere die Bereitstellung negativer Regelleistung weist ein sehr großes Potential auf (s.a. Abbildung 7). Richter und Lindenberger (2010, S. 6) schätzen ebenfalls das Potential negativer Regelleistung als höher ein, da es zu keiner zusätzlichen Reduzierung der Batterielebensdauer kommt. Ergebnisse von Dallinger et al. (2010) zeigen, dass die Bereitstellung von negativer sekundärer Regelleistung sowohl für PHEVs mit einem Erlös von 214,94 €/a als auch für die städtischen BEVs (181,77 €) die wirtschaftlichste Alternative darstellt. Positive Regelleistungsbereitstellung wird sowohl für Sekundärregelleistung (SRL) als auch Minutenreserve (MRL) als unwirtschaftlich identifiziert, da in beiden Fällen unabhängig vom Fahrzeug negative Erlöse erwirtschaftet werden. Primäre Regelleistung (PRL) erzielt dagegen für City-BEVs vergleichbare Gewinne zur negativen SRL von 182,00 €. Für PHEVs sind es mit 202,92 € jedoch etwas weniger als bei negativer SRL. Allerdings sehen die Autoren unter den betrachteten regulatorischen Gegebenheiten keine Möglichkeiten zur erfolgreichen Teilnahme am Primärregelmarkt (vgl. Dallinger et al. 2010, S. 302–307).

Unter Anwendung eines dynamischen Modellierungsansatzes auf Basis tatsächlicher Fahrmuster kommt es zu einer signifikanten Reduzierung der Gewinne durch eine um 40 Prozent verminderte verfügbare Energiemenge. Dennoch halten die Autoren fest, dass besonders der negative Sekundärregelleistungsmarkt für Elektrofahrzeuge interessant ist (vgl. Dallinger et al. 2010, S. 302/311).

Weitere Studien kommen zu demselben Fazit: Die negative Sekundärregelleistung hat die größten Chancen auf lukrative Erlöse für den Fahrzeughalter. Andersson et al. (2010, S. 2755f.) identifizieren für Plug-In Hybridfahrzeuge ebenso den Sekundärregelleistungsmarkt als attraktivsten, gefolgt vom Primärregelleistungsmarkt und Minutenreserveleistungsmarkt. Die Begründung der besonderen Attraktivität der Bereitstellung von Sekundärregelleistung wird hier in der üppigen

Bezahlung der Kapazitätsvorhaltung und der überwiegenden Nachfrage nach negativer Sekundärregelung gesehen. Auch die Projektergebnisse von Arnold et al. (2015) haben gezeigt, dass der Sekundärregelungsmarkt (SRL-Markt) für den Einsatz von Elektrofahrzeugen am besten geeignet scheint. „Mittlere und beeinflussbare Abrufhäufigkeiten, eine Unterscheidung in Zeitscheiben Hochtarif (HT) und Nebentarif (NT) und die Vergütung der vorgehaltenen Regelung durch einen Leistungspreis sowie der erbrachten Regelenergie durch einen Arbeitspreis lassen eine gute Kombinierbarkeit mit dem primären Einsatzzweck in der Mobilität bei gleichzeitig attraktivem Erlöspotenzial zu“ (Arnold et al. 2015, S.60). Die Untersuchung von Schuller und Riegler (2013, S. 177/187/192) erfolgt durch Berechnungen auf Basis von empirischen Preisdaten der Jahre 2010 und 2011 sowie unter der Berücksichtigung realer technischer Spezifikationen der Netzanbindung und Fahrzeuge. Die Bereitstellung von negativer Sekundär- und Tertiärregelung (TRL) ist dabei besonders lohnenswert. SRL ist im Vergleich zur Minutenreserve wirtschaftlich attraktiver, welches durch die höhere Vergütung bei geringeren Opportunitätskosten erklärbar ist (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 76). Insgesamt belegen ihre Ergebnisse sowohl für die Preisdaten aus 2010 als auch 2011, dass die Bereitstellung von negativer sekundärer Regelung am profitabelsten ist (vgl. Schuller und Rieger 2013, S. 191). Eine Metastudie des Fraunhofer IWES zu Energiespeichern bestätigt auf Basis der vorherig genannten Autoren, dass negative Sekundär- und Tertiärregelung Potential zur Wirtschaftlichkeit aufweisen. Die Begründung liegt insbesondere darin, dass keine zusätzliche bidirektionale Infrastruktur benötigt wird. Positive Regelung wird hingegen als eindeutig unwirtschaftlich identifiziert (vgl. Fraunhofer IWES & UMSICHT 2014, S. 192). Des Weiteren kommen Wickert et al. (2013) zum selben Schluss, dass die Teilmärkte der Primärregelung sowie negativen Sekundär- und Tertiärregelung wirtschaftlich interessant sein können und Erlöspotentiale bieten. Sie berechnen auf Basis historischer Marktzahlen des Jahres 2011 für das Szenario 2020 das gesamtwirtschaftliche Potential pro BEV am Regelleistungsmarkt, welches auf den BEV-Halter und Pool-Koordinator aufgeteilt werden muss. Für positive Minutenreserve und durch positive SRL werden gar Verluste von jährlich 113 € bzw. 107 € pro Fahrzeug erzielt, während durch PRL und negative SRL Gewinne (63 bzw. 111 €) erwirtschaftet werden. Insgesamt wird damit deutlich, dass positive Regelung von BEVs unter den getroffenen Annahmen als deutlich unwirtschaftlich bezeichnet werden muss. Hingegen können durch negative Sekundärregelung und in gewisse Zeitscheiben der Minutenreserve nennenswerte Erlöse erzielt werden (vgl. Wickert et al. 2013, S. 194ff./200f.). Gleichermaßen sieht Liu (2017, S. 121) die Bereitstellung von Sekundärregelung aus Sicht der BEVs als besonders attraktiv, da ihr Markt durch eine hohe Volatilität gekennzeichnet ist.

Aufgrund des durch zahlreiche Studien berechneten großen Potentials untersuchen Jargstorf und Wickert (2013, S. 185) das wirtschaftliche Potential der Bereitstellung von negativer Sekundärregelung unter Berücksichtigung bestehender Marktregulierungen, wie den Präqualifikationsbedingungen und dem Regelleistungsmarktdesign. Mit Hilfe eines agentenbasierten Modells und zufallsverteiltem Regelenergieabrufs errechnen sie hierbei lediglich durchschnittliche jährliche Erlöse von unter 60 € pro Fahrzeug in einem bestehenden Fahrzeugpool. Dabei werden vor allem die hohen regulatorischen Marktanforderungen wie die permanente Verfügbarkeit während einer Kontraktperiode als gewinnhemmend identifiziert, da die Anzahl der notwendigen Fahrzeuge in einem Pool erhöht wird und somit die möglichen Erlöse pro Fahrzeug sinken. Hinzukommend beschreiben die Autoren die hohen Infrastrukturkosten durch Kommunikation und Kontrolleinrichtungen als Haupttreiber der geringen Erlöse und die Notwendigkeit eines leichter zugänglichen Markts für Elektrofahrzeuge (vgl. Jargstorf und Wickert 2013, S. 185/194). Weiterhin schätzen Richter und Lindenberger (2010, S. 6f.) das wirtschaftliche Potential eines Fahrzeughalters im Jahre 2020 trotz der technisch hohen Potentiale auf lediglich 100 € und im Jahr 2030 auf gar 50 €, welches auf die steigende Anzahl von BEVs zurückzuführen ist.

Gunter et al. (2015) sehen ebenfalls den Sekundärregelungsmarkt, aufgrund der guten Kombinierbarkeit des primären Einsatzzwecks der Mobilität mit attraktive Erlöspotential, als die beste Alternative an. Dabei berechnen die Autoren das Erlöspotential eines Pools aus bidirektional nutzbaren BEVs am Sekundärregelmarkt bei 10 kW Ladeleistung und der Annahme zwei verschiedener Batteriegrößen von 16 kWh und 40 kWh. Es wird der Erlöskorridor unter aktuellen Rahmenbedingungen, 4h-Zeitscheiben und 4h-Zeitscheiben mit einer zusätzlichen Befreiung von den Netznutzungsentgelten und der EEG-Umlage betrachtet. Dabei können BEVs mit einer 16 kWh-Batteriekapazität Erlöse von 140–180 € bei gegebenen Rahmenbedingungen, 210–280 € bei 4h

Zeitscheiben und 300–330 € unter Berücksichtigung der Batterieabnutzungskosten und Befreiung von den Umlagen erzielen. Im Falle einer Kapazität von 40 kWh steigen die möglichen Erlöse auf 330–440 €, 470–630 € beziehungsweise 570–710 € im letzten Szenario (vgl. Gunter et al. 2015, S. 60/69ff.). Unter aktuellen Bedingungen ist daher mit einem Pool aus BEVs kein großes Erlöspotential erkennbar. Werden dem Erlöspotential außerdem die zusätzlichen Kosten gegenübergestellt so übersteigen die verursachten Kosten deutlich den möglichen Erlösbetrag, weshalb die Autoren ein bidirektionales Geschäftsmodell am Sekundärregelleistungsmarkt als nicht wirtschaftlich bewerten. Bei einem Perspektivszenario unter Berücksichtigung der Abschreibung der Zusatzinvestition, dem Wertverlust der Batterie und fallender Kosten für Messwesen/Kommunikation, werden hingegen mittlere jährliche Gewinnmargen von 145 € angegeben, welche noch auf den Poolbetreiber und den Kunden aufgeteilt werden müssen. Insgesamt sehen die Autoren die Kosten für Abrechnung/Messwesen, die vollständig zu zahlenden Umlagekosten für die Stromzwischenlagerung sowie die regulatorischen und technischen Anschlussbedingungen als Hemmnis für ein wirtschaftlich fähiges Geschäftsmodell am Sekundärregelleistungsmarkt. Daher fordern die Autoren die Abschaffung der Abrechnungsentgelte für Messungen, die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen auf kleine Pools und die damit einhergehende Reduzierung der Ausschreibungszeiträume/-fristen, Angebotsgrößen sowie die Befreiung von Netzentgelten und Umlagen (vgl. Gunter et al. 2015, S. 60/101). Seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 entfällt die EEG-Umlage für das Einspeichern, soweit die EEG-Umlage für den gespeicherten Strom gezahlt wird. (vgl. BMJV und BfJ 2017). Voraussetzung dafür ist, dass sämtliche Strommengen durch geeichte Messeinrichtungen erfasst werden, was bei Elektrofahrzeugen eine weitere Herausforderung darstellt.

4.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Kernaussagen der ausgewerteten Studien zur Potentialabschätzung der Elektrofahrzeuge im Regelleistungsmarkt lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Negative Regelleistung ist grundsätzlich einfacher realisierbar und wirtschaftlicher als positive Regelleistung
- Negative Sekundärregelleistung ist am lukrativsten bzgl. der möglichen Erlöse für Fahrzeughalter
- die Ausbaukosten für bidirektionale Ladeinfrastruktur können die Erlöse teilweise übersteigen
- Zukünftig werden steigende Erlöse für Fahrzeughalter erwartet
- Mit zunehmender Batteriekapazität sind deutlich höhere Erlöse realisierbar
- Die aktuellen regulatorischen und technischen Anschlussbedingungen verhindern ein Geschäftsmodell
- Es wird eine Reduzierung der Ausschreibungszeiträume, -Fristen und Angebotsgrößen gefordert

Die Bereitstellung von Regelleistung durch alleiniges Pooling von Elektrofahrzeugen ist aufgrund aktueller Präqualifikationsbedingungen heute schwer umzusetzen. Es bestehen weiterhin zahlreiche Hürden und offene Fragen im technischen und regulatorischen Bereich, wobei hier vor allem die Mindestgebotsgröße, Zeitverfügbarkeit, kommunikations- und abrechnungstechnischen Voraussetzungen, sowie Marktmodelle zu nennen sind. Durch die im Juli 2018 in Kraft getretene Sonderregelung zur Mindestgebotsmenge für Sekundär- und Tertiärregelleistung, sowie die Herabsetzung der Zeitscheiben für Sekundärregelleistung ist die Bemühung der Bundesnetzagentur zu erkennen, Elektrofahrzeugen die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu vereinfachen. Allerdings bleibt weiterer Handlungsbedarf bezüglich der Anpassung bzw. Vereinfachung der Präqualifikationsbedingungen im Hinblick auf Elektrofahrzeuge bestehen. Bei der Untersuchung des technischen Potentials wird in den betrachteten Studien insgesamt deutlich, dass Elektrofahrzeuge ein theoretisch enormes Speicherpotential für die Bereitstellung von Regelleistung besitzen, welches je nach Marktdurchdringung die Kapazität aller Pumpspeicherkraftwerke weit überschreiten kann (siehe Abbildung 6). Somit werden Elektrofahrzeuge aus technischer Sicht in Zukunft unter bestimmten Voraussetzungen in der Lage sein, einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung zu liefern.

Die Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials der Regelleistungsbereitstellung durch BEVs gestaltet sich aufgrund zahlreicher Unsicherheiten bezüglich künftiger Preise, regulatorischen Gegebenheiten, Marktteilnehmer etc. als schwierig, was oftmals widersprüchliche oder zahlen-

mäßig stark abweichende Ergebnisse der betrachteten Studien zur Folge hat. Ein Großteil der verwendeten Studien identifizierten allerdings die Bereitstellung von positiver Regelleistung durch das V2G-Konzept unter bestehenden Rahmenbedingungen als unwirtschaftlich und daher in naher Zukunft als unrealistisch, welches vor allem durch die zusätzlich notwendigen Investitionskosten und Kosten bezüglich Batteriealterung begründet wird. Die größten wirtschaftlichen Potentiale bestehen vor allem in der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung. Forschungsbedarf besteht insbesondere im Bereich Wirtschaftlichkeitsanalysen, Auswirkungen auf die Batterielebensdauer und Rückwirkungen auf den Marktpreis bei steigender Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Regelleistungsmarkt (vgl. Wickert et al. 2013, S. 202).

4.4 Blindleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge

Die Deutsche Energie-Agentur ermittelt in der »dena-Studie Systemdienstleistungen 2030« aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Leistungsansprüche für die kommenden Jahre einen steigenden Bedarf an Blindleistung. Durch die zunehmende Anzahl der Erzeuger erneuerbarer Energie steigt der Bedarf einer gezielten Blindleistungsregelung im Netz, um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden. Deshalb identifiziert die Studie einen verstärkten Bedarf an alternativen Lösungen zur Bereitstellung von Blindleistung im Netz (vgl. Deutsche Energie-Agentur 2014, S. 13). Bis zum Jahr 2033 wird jedoch eine zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung in der Mittel- und Niederspannungsebene nicht notwendig sein. Lediglich in vereinzelt Regionen kann es zu einem zusätzlichen Bedarf an Blindleistung kommen (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 98).

Der verstärkte Blindleistungsbedarf könnte in Zukunft durch Elektrofahrzeuge gedeckt werden. So beschreibt Schober (2017, S. 20/87) eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung durch BEVs, durch die notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen minimiert werden können. Jedoch ist eine Blindleistungsregelung momentan, mit den am Markt verfügbaren BEVs, technisch nicht realisierbar. Auch Uhlig (2017, S. 97) verdeutlicht, dass eine gezielte Blindleistungsregelung zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich ist, da dies von Elektrofahrzeugen und Ladestationen nicht unterstützt wird. Simon et al. (2014, S. 79/165) erkennen ebenfalls die Problematik der Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung. Sie sehen allerdings einen potentiellen Markt für die Bereitstellung von Blindleistung, falls zukünftig Elektrofahrzeuge für Systemdienstleistungen eingesetzt werden.

Für die zukünftige Blindleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge müssen daher sowohl die technischen als auch regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden. Ein möglicher Lösungsansatz besteht nach Mültin (2014) in der Möglichkeit, Blindleistung mit Hilfe bidirektionaler Umrichter bei abschnittsweise ungünstigen Spannungsbändern durch BEVs zur Verfügung zu stellen. Dazu müsste der Netzbetreiber den gewünschten Verschiebungsfaktor für die Bereitstellung oder Kompensation der Blindleistung kommunizieren. Allerdings ist die Blindleistung im Gegensatz zur Wirkleistung nicht nutzbar und wird daher im Vergleich zu anderen Netzdienstleistungen nicht vergütet (vgl. Mültin 2014, S. 8). Gleichmaßen sehen Schmidt et al. (2016) die gezielte Einspeisung von Blindleistung als Maßnahme, um Spannungsbandverletzungen aufgrund der gestiegenen Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen entgegenzuwirken. Durch Umrichter besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Blindleistung ins Netz einzuspeisen, um die Spannungshaltung zu unterstützen und eine Verminderung der Netzverluste zu erzielen. Die technischen Hürden für die Einspeisung von Blindleistung durch BEVs werden als relativ niedrig empfunden, jedoch besteht die Notwendigkeit eines Umsetzungsmechanismus in Form einer Vergütung oder im Rahmen der technischen Anschlussvoraussetzungen (vgl. Schmidt et al. 2016, S. 73/18).

Probst (2014) erfasst in seiner Simulation einen positiven Effekt auf das Netz, insbesondere auf die Leitungsauslastung. Diese Erkenntnisse aus der Betrachtung eines städtischen Netzes begründet er mit der Tatsache, dass durch die Bereitstellung lokaler Blindleistung der lange Transport von Blindleistung aus dem Mittelspannungsnetz vermieden wird und somit die Leitungskapazitäten entlastet werden. Ferner werden Netzverluste reduziert und mögliche Überspannungen von PV-Anlagen ausgeglichen. Einen weiteren Vorteil sieht Probst in der Tatsache, dass die lokale Bereitstellung durch Blindleistung kaum weitere Kosten verursacht, da die Wechselrichter in der Lage sind diese Blindleistung zu erzeugen (vgl. Probst 2014, S. 116/129). Nobis et al. (2015) untersuchen die Auswirkungen einer Blindleistungssteuerung auf den Spannungsabfall, indem sie ein Szenario mit 50-prozentiger BEV Durchdringung sowie 14 kW

Ladeleistung betrachten und das ungesteuerte Laden mit dem gesteuerten Laden unter Berücksichtigung einer Blindleistungsregelung vergleichen. Dabei wird deutlich, dass die Blindleistungsregelung Spannungsbandverletzungen deutlich reduziert. Im Mittel werden durch die Blindleistungsregelung 45 Prozent der Spannungsbandverletzungen verhindert. Als positiven Nebeneffekt identifizieren die Autoren ebenfalls die Reduzierung der Übertragungsverluste, allerdings müssten die Umrichter für die Blindleistungsregelung in diesem Fall überdimensioniert werden. So berechnen sie eine notwendige Erhöhung der Stromtragfähigkeit von ca. 11 Prozent um einen minimalen Leistungsfaktor von 0,9 realisieren zu können (vgl. Nobis et al. 2015, S. 13ff.). Auch die Untersuchungen eines Wohngebiets von Nobis (2015) zeigen die Vorteilhaftigkeit der Blindleistungsregelung durch BEVs. Demnach wird das Spannungsniveau durch die Blindleistungsregelung deutlich verbessert. Eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung, mit dem Ziel zur Spannungsanhebung wird bei höherer Marktdurchdringung der BEVs als technisch sinnvoll erachtet, um notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen in den kommenden Jahren zu vermeiden (vgl. Nobis 2015, S. 127–132). Die positiven Auswirkungen einer Blindleistungsregelung durch BEVs belegen gleichermaßen Michealis et al. (2015, S. 72) in ihrer Simulation von Verteilnetzen. Hier können sämtliche negative Auswirkungen, die durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen hervorgerufen werden, durch Blindleistungsbereitstellung der BEVs kompensiert werden. Loskill (2015, S. 12) demonstriert darüber hinaus die Möglichkeit, den Blindleistungsbedarf durch die Integration von BEVs zu senken. Dies ist dann vorstellbar, wenn Elektrofahrzeuge als zuschaltbare Lasten flexibel auf den Blindleistungsbedarf des Netzes reagieren.

Unter heutigen Rahmenbedingungen ist eine Blindleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge noch nicht realisierbar. Allerdings kann die Blindleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge einen positiven Beitrag zur Spannungshaltung im Netz leisten und mögliche negative Netzbelastungen der Elektrofahrzeuge minimieren. Die Umsetzung ist grundsätzlich technisch denkbar, jedoch muss dazu ein passender regulatorischer Rahmen, auch im Hinblick auf die Vergütung, geschaffen werden.

4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Tabelle 5: Ergebnisse verschiedener Studien zu potenziellen Netzdienstleistungen in qualitativer Bewertung

Studie / Arbeit	Werden den BEVs Chancen eingeräumt, zur Regelleistungsbe- reitstellung beizutragen? – technisch (1) wie wirtschaftlich (2)?						DSM – Eine sowohl wirtschaftlich als auch technisch attraktive Lösung?
	PRL (pos.)	PRL (neg.)	SRL (pos.)	SRL (neg.)	TRL/ MRL	BLR	
Arnold et al. (2015)			☐ (1) ○ (2)	☐ (1) ▣ (2)			
Loskill (2015)							☐
							☐ Regulatorische Rahmenbedingungen! ☐ Pooling! (1) ▣ Pool-Betreiber mit Vertrag für jedes Fahrzeug (1)
Richter/Steiner (2011)							● (a) (c)
							● Schneller als PSKW → PRL (1) ☐ Jedoch Schranken zu überwinden (1) ▣ Variabler Standort der Fahrzeuge (1) ▣ Noch nicht (2)
Friedl et al. (2018)							● (a) (d)
Dreier (2010)							● (d)
Timpe et al. (2017)							● (d)
Götz (2016)							● (d) (c)
Probst et al. (2011a)							☐
							● (d)
Reiner et al. (2009)							● dezentral (c) (d)
Pregger et al.(2013)							● (c)
Linssen et al. (2012)							● (c)
Richter/Lindenberger (2010)							▣ Negative Regellenergieleistung lukrativer, da Batteriealterung weniger problematisch (2)
							☐ (b) (c)
Lopes et al. (2009)							☐ * (c) ● ** (c)
Wickert et al. (2013)							☐ Kommunikationskosten und Variabler Standort der BEVs (1)
							☐ *** (c) ● ** (c)
	○ (2)	▣ (2)	○ (2)	☐ (2)	▣ (2)		
Nøeren/Wittwer (2011)							● (c) (d)
Agsten/Schlegel/Westermann (2011)							● (c)
Schmidt et al. (2016)							▣ Regulatorische Rahmenbedingungen! (1)
							○ Stochastik der Verfügbarkeit bei Pooling! (1)
NPE AG3 (2010)							● (a) (c)

Studie / Arbeit	Werden den BEVs Chancen eingeräumt, zur Regelleistungsbereitstellung beizutragen? – technisch (1) wie wirtschaftlich (2)?						DSM – Eine sowohl wirtschaftlich als auch technisch attraktive Lösung?
	PRL (pos.)	PRL (neg.)	SRL (pos.)	SRL (neg.)	TRL / MRL	BLR	
Weinmann et al. (2011)	<input type="radio"/> Verfügbarkeit (1)			▴ (1)	▾ (1)		● (a)
Schuller et al. (2014)							● (b)
Zimmer et al. (2011)							▴ (b)
Rosekeit et al. (2012)							▾ Batteriealterung (b)
eCG/IfES/ITD (2016)	☑ Pooling! (1) ! Gesondertes Präqualifikationsverfahren für Kleinstanlagen!						
				▴ (1)	▾ (1)		
Dallinger/Krampe/Wietschel (2011)	☑ Durch kürzere Ausschreibungsscheiben von 1h (1)						
	▾ (2)		<input type="radio"/> (2)	☑/● (2)	<input type="radio"/> (2)		
Kriener/Simons (2017)	▴ Momentan V2G unrealistisch (1)						
Spath (2013)	● Schneller als PSKW (1)						
Reichert (2010)	☑ Speicherpotential (1)						
Benad et al. (2012)	☑ Speicherpotential (1)						
Hartmann et al. (2012)	● Speicherpotential (1)						
Schill et al. (2016)	● (2)	☑ (2)	● (2)	☑ (2)	☑ (2)		
Andersson et.al (2010)	☑ (2)		● (2)		▾ (2)		
Schuller/Riegler (2013)				● (2)	☑ (2)		
Fraunhofer IWES & UMSICHT (2014)	<input type="radio"/> (2)	☑ (2)	<input type="radio"/> (2)	☑ (2)	☑ (2)		
Liu (2017)				● (2)/(1)			
Jargstorf/Wickert (2013)				▾ (2)			
Tu Dortmund »Bewertung des Einsatzes«	▴ (2)	▴ (2)	▾ (2)	▾ (2)	▴ (2)		
Simon et al. (2014)			☑ (2)		▴ (2)	▴ #	
Gunter et al. (2015)	<input type="radio"/> (2)						

Studie / Arbeit	Werden den BEVs Chancen eingeräumt, zur Regelleistungsbe- reitstellung beizutragen? – technisch (1) wie wirtschaftlich (2)?						DSM – Eine sowohl wirtschaftlich als auch technisch attraktive Lösung?
	PRL (pos.)	PRL (neg.)	SRL (pos.)	SRL (neg.)	TRL / MRL	BLR	
Schober (2017)						◐ #	
Uhlig (2017)						◐ #	
Nobis et al. (2015)						◑ (1)	
Nobis (2015)						◑ (1)	
Michealis et al. (2015)						● (1)	
Probst (2014)						◑ (1)	

Wobei

● erfüllt (ja)

○ nicht erfüllt (nein)

! Erwähnung der Relevanz ohne Wertung

* Zweistromtarif, Laden dezentral von Nutzer gesteuert!

** Ladesteuerung mit realen Netzdaten

*** Drei-Phasen-Steuerung

Noch nicht relevant/möglich

Weitere Erläuterungen

(1) technischer Nutzen

(2) wirtschaftlicher Nutzen

(a) Gesamt-/Volkswirtschaftlich

(b) Wirtschaftlich für den Fahrzeughalter

(c) Gesteuertes Laden, technisch sinnvoll

(d) Lastspitzen glätten

5. Zusammenfassung und Fazit

Zusammenfassend kann die zusätzlich generierte Leistungsnachfrage durch Elektrofahrzeuge in Spitzenlastzeiten als größte Herausforderung für die Stromnetze gesehen werden. Im Gegensatz zum Einfluss auf den Lastgang, wird die zusätzlich notwendige Energiemenge von den hier erfassten Studien als unkritisch betrachtet. Als besonders problematisch wird in der betrachteten Literatur das Zusammenfallen der durch Elektrofahrzeuge zusätzlich erzeugten Last mit der ohnehin existierenden abendlichen Spitzenlast der Haushalte durch einen ungesteuerten Ladevorgang gesehen. Somit wird in Zukunft ein intelligentes Lademanagement und die Vernetzung der Sektoren immer wichtiger.

Die Belastungen durch Elektrofahrzeuge spielen in den untersuchten wissenschaftlichen Studien und Veröffentlichungen vor allem für Niederspannungsnetze eine große Rolle. Durch die Unterteilung in verschiedene Netzgebiete – ländlich, suburban und urban – konnten die Ergebnisse der betrachteten Studien, die auf weit gefächerten Annahmen beruhen, geordnet dargestellt werden. Für das ländliche Netz stellt sich vor allem die Spannungshaltung bei erhöhter Elektrofahrzeugdurchdringung als kritisch heraus, welche insbesondere auf die typischerweise hohen Leitungslängen zurückzuführen ist. Im vorstädtischen Netz werden größtenteils eher geringe Probleme in den kommenden Jahren erwartet. Potentielle Netzüberlastungen treten erst vermehrt bei hoher Marktdurchdringung und hohen Ladeleistungen auf. Auch im städtischen Netz werden Überlastungen vermehrt bei höheren Durchdringungen und höheren Ladeleistungen erwartet, wobei die Spannungshaltung als eher unproblematisch erscheint. Zahlreiche Autoren stimmen außerdem darin überein, dass die Überlastungen stark von der Verteilung und der lokalen Konzentration innerhalb des städtischen Netzes abhängen. Bei ungünstigen Verteilungen der Elektrofahrzeuge oder schwach dimensionierten Netzen sind Grenzwertverletzungen möglich, was eine individuelle Betrachtung des jeweiligen Netzgebietes notwendig macht. Hohe Durchdringungsgrade, hohe Ladeleistungen und hohe Gleichzeitigkeiten ohne Netzausbaumaßnahmen oder Lademanagement werden in Zukunft zu flächendeckenden Engpässen führen.

Elektrofahrzeuge tragen jedoch nicht nur zu Netzüberlastungen bei, sondern eröffnen auch die Möglichkeit, in Zukunft einen großen Beitrag zur Systemsicherheit zu leisten oder notwendig werdende Netzausbaumaßnahmen zu verringern. Die Breite der möglichen Netzdienstleistungen variiert dabei mit dem Ladesystem. Während unidirektionales Laden hauptsächlich Netzdienstleistungen in Form der Frequenzhaltung und Verschiebung von Ladevorgängen ermöglicht, sind durch ein bidirektionales Ladesystem theoretisch alle Netzdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungssicherheit und Betriebsführung) möglich.

Da eine Fülle an Informationen über die Netzdienstleistungen Demand Side Management und Regelleistungsbereitstellung in der Literatur zu finden ist, wurden im Umfang dieser Meta-Analyse die technischen und wirtschaftlichen Potentiale sowie der aktuelle Stand und die Umsetzbarkeit näher betrachtet. Dabei liegen sowohl im Demand Side Management als auch in der Regelleistungsbereitstellung die technischen und wirtschaftlichen Potentiale teilweise weit auseinander. Während aus technischer Sicht große Potentiale zugeschrieben werden, müssen im Bereich Wirtschaftlichkeit deutliche Anreize geschaffen werden.

Demand Side Management besitzt ein sehr großes Potential zur Lastverschiebung und bei intelligenter Implementierung die Möglichkeit, die negativen Netzauswirkungen durch Elektrofahrzeuge zu verhindern. Lediglich bei einer Ladestrategie, die allein auf Strompreissignalen beruht, könnten die Netzbelastungen, bedingt durch die entstehenden hohen Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge, zusätzlich verstärkt werden. Die Implementierung einer intelligenten Ladesteuerung besitzt somit eine volkswirtschaftliche Relevanz, indem Netzausbaumaßnahmen verhindert werden. Das wirtschaftliche Potential für den Besitzer wird jedoch unter heutigen Bedingungen als eher gering beziffert. Somit besteht bisher kein geeigneter monetärer Anreiz für den Fahrzeughalter, sich am Demand Side Management zu beteiligen. Eine Anpassung der regulatorischen und technischen Voraussetzungen für ein flächendeckendes Demand Side Management ist dringend notwendig.

Betrachtet man das DSM hingegen in Kombination mit einer Photovoltaikanlage, ergeben sich bereits heute wirtschaftliche Szenarien für den Endnutzer und auch Flottenbetreiber. Überschüssiger Strom, vor allem in den Mittagsspitzen, kann sinnvoll genutzt werden und entlastet zusätzlich die Netze.

Für die Bereitstellung der Regelleistung zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Unter heutigen Gegebenheiten, wie zum Beispiel Präqualifikationsbedingungen der einzelnen Regelleistungsarten oder hohen Mindestleistungen, ist die Hürde zur Teilnahme am Regelenergiemarkt äußerst groß. In den behandelten Studien wird ein technisch hohes Potential attestiert, welches abhängig der Marktdurchdringung weit über der Kapazität der in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke liegen kann. Die wirtschaftliche Beurteilung hingegen variiert sehr stark. Dabei kann die Bereitstellung von positiver Regelleistung als wirtschaftlich unattraktiv bezeichnet werden, was hauptsächlich auf die hohen Investitionskosten für eine bidirektionale Infrastruktur und Batteriealterung bezüglich zusätzlicher Ladezyklen durch Stromrückspeisung (V2G) zurückzuführen ist. Die negative Sekundärregelleistungsbereitstellung hat hingegen sowohl ein technisches als auch wirtschaftliches Potential, sofern die nötigen Anreize und ein vereinfachter Marktzugang von Politik und Netzbetreiber gesetzt werden.

Auch in Zukunft wird ein großer Forschungsbedarf im Bereich Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge bestehen. Für die Abschätzung der Netzbelastung in Niederspannungsnetzen und lokalen Energiesystemen müssen Simulationsmodelle und Planungsinstrumente optimiert und großflächig eingesetzt werden, um falsch dimensionierte Infrastrukturen zu vermeiden. Das Zusammenspiel von Stromerzeugern, Netzstabilität und Elektromobilität im Zuge der Sektorkopplung gewinnt immer mehr an Bedeutung. Eine gesamtheitliche und vernetzte Betrachtung bereits in der Planungsphase ist in Zukunft unabdingbar.

Des Weiteren sind wirtschaftliche Potentiale für Netzdienstleistungen durch Elektromobilität fortlaufend zu bewerten und auf Basis der sich ändernden Bedingungen anzupassen. Zudem existiert ein großer Handlungsbedarf, die passenden regulatorischen und technischen Voraussetzungen zu schaffen, um Netzdienstleistungen erfolgreich durch Elektrofahrzeuge bereitstellen zu können. Hierbei müssen Anreizmodelle und neue Plattformen geschaffen werden, um den Fahrzeugnutzern und Flottenbetreibern den Einstieg in den „Handel“ mit Flexibilität (z. B. Vermarktung von Regelleistung und Direkthandel mit Energie) zu ermöglichen.

6. Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende. (2014). Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin.
- Agsten, M. (2012). Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Univeristätserlag Ilmenau.
- Agsten, M.; Schlegel, S.; Westermann, D. (2011). Lastmanagementpotential Lastmanagementpotential Elektrofahrzeuge. In: at- Automatisierungstechnik 59 (3) S.188–195.
- Andersson, S. L.; Elofsson, A. K.; Galus, M. D. et al. (2010). Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. In: Energy Policy 38, S. 2751–2762.
- Arnold, G.; Brandl, R.; Degner, T.; Gerhardt, N.; Landau, M.; Nestle, D. et al. (2015). Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES.
- Arnold, H.; Kuhnert, F.; Kurtz, R.; Bauer, W. (2010). Elektromobilität. Herausforderungen für Industrie und öffentliche Hand. Frankfurt am Main: PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013). Positionspapier. Netzanforderungen an Schnellladeinfrastruktur und Netzverträglichkeit. Berlin.
- Benad, H.; Bruttel, M.; Kleine-Möllhoff, P. et al. (2012). Infrastrukturelle Aspekte der Elektromobilität von morgen. Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management. Hg. v. Carsten Rennhak und Gerd Nufer. ESB Business School, Hochschule Reutlingen. Online verfügbar unter www.esb-business-school.de, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Biere, D.; Dallinger, D.; Wietschel, M. (2009). Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 33 (2), S. 173–181.
- Blank, T. (2007). Elektrostraßenfahrzeuge. Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen. Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/langberichte/E.ON_Elektrostrassenfahrzeuge_Endbericht_20080611.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- BMJV, & BfJ. (2017). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- Boston Consulting Group & Prognos. (2018). Klimapfade für Deutschland.
- Bundesnetzagentur. (2015). Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve. - Konsultation von Eckpunkten -. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_Eckpunktepapier_vom_23_11_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2, z.g.18.05.2018.
- Bundesnetzagentur. (2017a). Beschluss der Beschlusskammer 6 BK6-15-158. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de>, zuletzt geprüft am 17.05.2018.
- Bundesnetzagentur. (2017b). Beschluss der Beschlusskammer 6 BK6-15-159. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de>, zuletzt geprüft am 17.05.2018.
- Bundesnetzagentur. (2017c). Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.

- Cramer, M. (2013). Projektvorstellung: Nutzen für Netze. Netzurückwirkungen, Modellnetze, Ausbauskosten. Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, 02.12.2013. Online verfügbar unter http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/20131202_PV-Nutzen_Workshop_IFHT_Nutzen_fuer_Netze.pdf, zuletzt geprüft am 17.05.18.
- Dallinger, D.; Krampe, D.; Wietschel, M. (2011). Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID 2 (2), S. 302–313.
- DEFINE Konsortium. (2014). SYNTHESBERICHT (Vorläufige Version). DEFINE - Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility. Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz durch Integration von Elektrofahrzeugen (Szenarien bis 2030). IHS Wien, Umweltbundesamt, TU Wien, DIW Berlin, Öko-Institut, CASE. Online verfügbar unter https://www.ihs.ac.at/projects/define/files/DEFINE_Synthese_v08_final.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Deutsch, M.; Graichen, P. (2015). What if... there were a nationwide rollout of PV battery systems? Agora Energiewende.
- Deutsche Bundesregierung. (2009). Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Online verfügbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nep_09_bmu_bf.pdf, zuletzt geprüft am 25.05.2018.
- Deutsche Bundesregierung. (2011). Regierungsprogramm Elektromobilität. BMWI, BMVBS, BMU, BMBF. Online verfügbar unter [https://www.bmbf.de/files/programm_elektromobilitaet\(1\).pdf](https://www.bmbf.de/files/programm_elektromobilitaet(1).pdf), zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Deutsche Bundesregierung. (2019). Ausstieg aus der Kernkraft. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280> abgerufen
- Deutsche Energie-Agentur (dena). (2014). dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur (dena). (2016). Diskussionspapier: Die Bedeutung von Nachholeffekten bei der Regelleistungserbringung durch flexible Lasten (Demand Side Management - DSM). Online verfügbar unter http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/Diskussionspapier_DSM_BW_Nachholeffekte_Regelleistungserbringung_flexible_Lasten.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Deutsche Energie-Agentur (dena). (2019). Abgerufen am 11. 07 2019 von <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>
- Deutscher Bundestag. (2017). Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 04.06.2018.
- Diem, M. (2017). Welche Erlöse bietet der Regelenergiemarkt? . Hg. v. energiewirtschaft.blog. Online verfügbar unter <http://energiewirtschaft.blog/regelmarkt-funktionsweise-erloespotentiale/>, zuletzt geprüft am 18.05.2018.
- Dreier, F. (2010). Elektroautos und ihre Rolle im Stromnetz. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich. Fachseminar Verteilte Systeme "Smart Energy", FS 2010. Online verfügbar unter https://www.vs.inf.ethz.ch/edu/FS2010/DS/reports/ds2010_10_report_f.

- Ebert, G., Behrens, P., Landau, M., Pregger, T., & Specht, M. (2012). Integration von Elektromobilen in das Smart Grid – Intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2012-2/th2012_08_04.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Ecofys und Fraunhofer IWES. (2017). Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- enercity Contracting GmbH (eCG); Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) Leibniz Universität Hannover; Institut für Transportation Design (ITD) HBK Braunschweig. (2016). Demand Response – Das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk. Abschlussbericht.
- ExxonMobil Central Europe Holding GmbH. (2018). Energieprognose Deutschland 2018-2040.
- Fraunhofer IWES & UMSICHT. (2014). Abschlussbericht Metastudie »Energiespeicher«. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Friedl, G., Walcher, F., Stäglich, J., Fritz, T., & Manteuffel, D. (2018). Blackout. E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck. Unter Mitarbeit von Noah Lauffer und Alexander Altmann. Oliver Wyman, Technische Universität München.
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. U. (2012). Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). Insitut für Stromrichtertechnik und Elektische Antriebe, RWTH Aachen.
- Gnann, T. (2015). Market diffusion of plug in electric vehicles and their infrastructure. Karlsruhe.
- Gnann, T. S. (2018). What drives the market for plug-in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 158-164, , <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.055> .
- Gnann, T., & Plötz, P. (2011). Status Quo und Perspektiven der Elektromobilität in Deutschland. . Working paper sustainability and innovation, No. S14/2011. Fraunhofer ISI. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/54753/1/682986402.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Göhler, G., & Effing, L. (2017). Technical Data Analysis and Power Grid Effects of Fast Charging Processes of Electric Vehicles. 1st E-Mobility Power System Integration Symposium. Berlin.
- Göhler, G., Otteny, F., Triebke, J., Reiser, M. (2019). Load Profile Generator for Electric Vehicle Home Charging. Lyon, France: 32nd Electric Vehicle Symposium (EVS32) May 19-22.
- Götz, A. (2016). Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität. Technische Universität Chemnitz, Chemnitz. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Online verfügbar unter http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/19840/Goetz_Andreas_Dissertation.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Hable, M., Schwaegerl, C., Tao, L., Köberle, R., & Meyer, E.-P. (2010). Requirements on electrical power infrastructure by Electric Vehicles. In: *Emobility-Electrical Power Train*, S. 1–6.
- Hartmann, N., Ludger, E., Bauer, N., Salzer, J., Schwarz, S., & Schmidt, M. (2012). Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart.
- International Energy Agency (IEA). (2017). Global EV Outlook 2017, Two million and counting.

- Jacqué, K. (2013). Potentialanalyse und Modellierung von Lastverschiebung durch Demand-Side-Management und Elektromobilität im Kontext des Energiesystems der Zukunft. Bachelorarbeit. RWTH Aachen. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe.
- Jargstorf, J., & Wickert, M. (2013). Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market. . In: Energy Policy 62, S. 185–195.
- Jung, A., Leitner, M., & Schuster, T. (2014). Rahmenbedingungen für die Einführung von E-Taxis aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers. Hg. v. 13. Symposium Energieinnovation. Wiener Netze GmbH. Graz. Online verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Jung.pdf, zuletzt geprüft am 01.06.2018.
- Kandler, C. (2016). Modellierung von Zeitnutzungs-, Mobilitäts- und Energieprofilen zur Bestimmung der Potentiale von Energiemanagementsystemen in Haushalten. Dissertation. Technische Universität München, München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- Kraftfahrt- Bundesamt. (23.04.18). Personenkraftwagen am 1. Januar 2018 nach ausgewählten Merkmalen. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Uberblick/2018_b_barometer.html?nn=1133288, zuletzt aktualisiert am 23.04.18.
- Kriener, M., & Simons, K. (2017). Report Driving the Energy Transition: Wie Elektromobilität die Energiewende unterstützen kann. Hg. v. WWF Deutschland und LichtBlick SE.
- Kühnbach, M., Stute, J., Gnann, T., Wietschel, M., Marwitz, S., Klobasa, M. (2019). Netz- und marktseitige Modellierung der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland, 11. Energiewirtschaftstagung. Wien.
- Linssen, J.; Hennings, W. (2013). Netzintegration von Elektrofahrzeugen und Auswirkungen auf die Energieversorgung. Aachen: Batterietag NRW.
- Linssen, J.; Schulz, A.; Mischinger, S.; Maas, H.; Günther, C.; Weinmann, O. et al. (2012). Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. Advances in Systems Analyses 1: Verlag des Forschungszentrums Jülich (Energie & Umwelt / Energy & Environment, 150).
- Liu, L. (2017). Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze. Technischen Universität Darmstadt, Darmstadt. Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik. Online verfügbar unter http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/7171/1/Liu_Diss_2018e.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Lopes, J. A., Soares, F. J., & Almeida, P. M. (2009). Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid. IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bukarest, 28.06.2009-02.07.2009.
- Loskill, H. (2015). Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister? Herausforderungen ihrer Integration in intelligente Netze. Eine Veröffentlichung im Rahmen der Begleitforschung „IKT für Elektromobilität II“ Frankfurt am Main.
- Marwitz, S., & Elsland, R. (2017). Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen. Themenbereich 3: Strom-, Wärme- und Hybridnetze. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Marwitz, S., Klobasa, M., & Wietschel, M. (2016). Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze. Endbericht im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Fraunhofer-Institut für System- und

- Innovationsforschung ISI Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2016/SEF_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Michaelis, J.; Helms, H.; Noeren, D.; Dallmer-Zerbe, K.; Gnann, T.; Haendel, M. et al. . (2015). ENERGIE UND UMWELT. ELEKTROMOBILITÄT IN BADEN-WÜRTTEMBERG IM JAHR 2030. PROJEKTÜBERGREIFENDE FORSCHUNG IM SCHAUFENSTER ELEKTROMOBILITÄT. Abschlussbericht. ifeu, Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter [urn:nbn:de:0011-n-3624401](http://nbn:de:0011-n-3624401).
- Mültin, M. (2014). Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home. Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe. KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- N.P.E. (2010). Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3. Lade-Infrastruktur und Netzintegration. Nationale Plattform Elektromobilität. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO).
- N.P.E. (2018). Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO).
- Nobis, P. R. (2015). Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. Technischen Universität München, München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- Nobis, P., & Fischhaber, S. (2015). Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/543/Belastung_der_Stromnetze_durch_Elektromobilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Nobis, P., Samweber, F., & Fischhaber, S. (2015). Netzstabilität mit Elektromobilität. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Noeren, D., & Wittwer, C. (2011). ABSCHLUSSBERICHT (KURZFASSUNG) EFFIZIENTE MOBILITÄT (EFFMOB). 2009 - 2011. Unter Mitarbeit von badenova Innovationsfond badenova AG. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.badenova.de/mediapool/media/dokumente/unternehmensbereiche_1/stab_1/innovationsfonds/abschlussberichte/2009_10/2009-13_AB_EffMob.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Paetz, A.-G., & Jochem, P. F. (2012). Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz. Hg. v. 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft.
- Plötz, P., Gnann, T., Kühn, A., & Wietschel, M. (2013). Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge. Langfassung. 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.
- Pollok, T., Dederichs, T., Smolka, T., Theisen, T., Schowe-von der Brelie, B., & Schnettler, A. (2009). Technical Assesment of dispersed Electric Vehicles in medium voltage distribution networks. . C I R E D 20th International Conference on Electricity Distribution. Prag, Juni 2009.
- Pollok, Thomas; Szczechowicz, E.; Matrose, C.; Schnettler, A.; Stöckl, G.; Kerber, G. et al. (2010). Flottenversuch Elektromobilität. Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten. In: VDE Kongress 2010 (Paper INI 6.4.3).

- Probst, A. (2014). Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik. Online verfügbar unter https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/Diss_Probst.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Probst, A., Braun, M., & Tenbohlen, S. (2011a). Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse. Internationaler ETG-Kongress 2011 in Würzburg.
- Probst, A., Siegel, M., Braun, M., & Tenbohlen, S. (2011b). IMPACTS OF ELECTRIC MOBILITY ON DISTRIBUTION GRIDS AND POSSIBLE SOLUTION THROUGH LOAD MANAGEMENT. In: C I R E D 21st International Conference on Electricity Distribution (0126), S. 1-4.
- Raabe, O., Weis, E., & Ullmer, J. (2013). Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz - Rollen und Regulierung. In: GI-Jahrestagung, S. 1485–1499.
- Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, U.; Hagemann, Z.; Kippelt, S.; Kittl, C. et al. (2017). Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. ef.Ruhr GmbH, Technische Universität Dortmund.
- Reichert, S. (2010). Leistungselektronik für Elektrofahrzeuge. FVEE Workshop „Elektrochemische Speicher und Elektromobilität“ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE. Ulm, 20.01.2010. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshopbaende/ws2010-1/ws2010-1_14_reichertOK.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Reiner, U., Leibfried, T., Allering, F., & Schmeck, H. (2009). Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems. In: Internationaler ETG-Kongress, S.329-334.
- Richter, J., & Lindenberger, D. (2010). Potentiale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenariobasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. . Endbericht. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Richter, M., & Steiner, L. (2011). Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile. Technische Universität Darmstadt.
- Rosekeit, M., Lunz, B., Sauer, D. U., & Doncher, R. W. (2012). Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid. VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Stuttgart, November 2012.
- Samweber, F., Nobis, P., Wachinger, K., Köppl, S., Gallet, M., Fischhaber, S., & Staudacher, T. (2014). Sun2Car@GAP. Endbericht. Unter Mitarbeit von Markus Herbst, Yannick Thoma und Markus Pielmeier. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
- Schill, W.-P. (2010a). Elektromobilität in Deutschland – Chancen, Barrieren und Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem. In: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 79 (2), S. 139–159.
- Schill, W.-P. (2010b). Elektromobilität: Kurzfristigen Aktionismus vermeiden, langfristige Chancen nutzen. In: DIW Wochenberich 77 (27-28), S. 2–9.
- Schill, W.-P., Niemeyer, M., Zerrahn, A., & Diekmann, J. (2016). Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (2), S. 73–87.

- Schmidt, P., Raksha, T., Jöhrens, J., Lambrecht, U., Gerhardt, N., & Jentsch, M. (2016). MKS-Studie. Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor. Fraunhofer IWES, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, ludwig bölkow systemtechnik. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-zusammenspiel-verkehrs-stromsektor.pdf?__blob=publicationFile, z. g.15.05.2018.
- Schober, L. (2017). Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungen durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle. Masterarbeit. Fachhochschule Vorarlberg. Studiengang für Energietechnik / Energiewirtschaft M.Sc. In Kooperation mit der Vorarlberger Energienetze GmbH.
- Schuller, A., & Rieger, F. (2013). Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (3), S. 177–194.
- Schuller, A., Dietz, B., Flath, C. M., & Weinhardt, C. (2014). Charging Strategies for Battery Electric Vehicles: Economic Benchmark and V2G Potential. In: IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS 29 (5).
- Simon, R., Hanke, B., Walter, J., Noll, F., Grote, L., Marx, P., & Conrad, M. (2014). Elektrofahrzeuge in lokalen regenerativen Energienetzen. Abschlussbericht zum Modul 7a. Transferstelle für Rationelle und Regenerative Energienutzung Bingen (TSB), IZES gGmbH, Institut für angewandtes Stoffstrommanagement.
- Spath, D., Rößler, A., Rose, H., Rothfuss, F., Satikidis, D., & Scheffler, G. (2013). Systemanalyse BWe Mobil 2013. Ikt- und Energieinfrastruktur für innovative Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg. 2. Aufl. Hg. v.e-mobil BW GmbH, Ministerium für Finanzen und Wirtschaft BW, Anwendungszentrum KEIM des Fraunhofer IAO. Online verfügbar unter https://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Systemanalyse_BWemobil_IKT_Energie_2013.pdf.
- Sterner, M., Eckert, F., Thema, M., & Bauer, F. (2015). Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Kurzstudie im Auftrag des BEE e.V. und der Hannover Messe. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg. Regensburg/ Berlin/ Hannover.
- Timpe, C.; Bracker, J.; Hacker, F.; Haller, M.; Kasten, P.; Öko-Institut e.V. (2017). Handlungsbedarf und -Optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität. Endbericht zum „Wissenschaftlichen Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ (Vergabenummer 16EM2111) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Unter Mitarbeit von Peter-Philipp Schierhorn, Nis Martensen und Energynautics GmbH. Freiburg.
- Uhlig, R. (2017). Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen. Bergischen Universität Wuppertal. Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik. Online verfügbar unter <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-7328/de1704.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2018.
- Uhlig, R., Zdrallek, M., Klöcker, P., & Friedrich, W. (2016). NEMO – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation. Gemeinsamer Abschlussbericht. Wuppertal, Dortmund, Velbert.
- Unterluggauer, T. (2018). Markthochlaufszszenarien von Elektrofahrzeugen im ländlichen und (sub-)urbanen Raum. Stuttgart.
- Van den Adel, B.; Kloetzke, M. (2018). Meta-analysis of new passenger car registrations scenarios - Analysis of market development towards an electric vehicle market penetration. Kobe, Japan.

- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW. (2003). TransmissionCode 2003. Anhang D 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB. (Stand August 2003) TransmissionCode 2003 Anhang D 1: Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationD1>, zuletzt geprüft am 16.05.2018.
- Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw) / Verband der Bayerischen Metall-und Elektro-Industrie (bayme vbm). (2018). Veränderungen der bayerischen Automobilindustrie durch automobiler Megatrends. IW Consult GmbH und Fraunhofer IAO.
- Weinmann, O., Kranz, U., Albayrak, S., Krems, J. F., & Westermann, D. (2011). Gesteuertes Laden V2.0. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/Abschlussbericht%20Verbund%20GL%20V2.0_internet.pdf, zuletzt geprüft am 18.05.2018.
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2015). Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berlin.
- Wickert, M.; Gerhard, N.; Trost, T.; Prior, J.; Cacilo, A.; Hartwig, M. et al. (2013). Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung Erneuerbarer Energien. Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES. Online verfügbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_107_elektromobilitaet_bf.pdf, z.g.15.05.2018.
- Winter, M., Placke, T., Rothermel, S., Meister, P., Bar, A., & Wendel, W. v. (2017). Elektromobilität. Was uns jetzt und künftig antreibt: Batterie-, Brennstoffzellen- und Hybridantrieb. Hg. v. FIZ Karlsruhe. BINE Informationsdienst.
- Zimmer, W.; Buchert, M.; Dittrich, S.; Hacker, F.; Harthan, R.; Hermann, H. et al. (2011). OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. - Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft. Schlussbericht im Rahmen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.

7. Anhang

Tabelle 6: Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge im ländlichen Netz

Ländliches Netz: Vor allem Spannungsabfälle aufgrund langer Leitungen problematisch

Studie / Arbeit	Annahmen / Betrachtung	Methodik	Wesentliche Ergebnisse
Marwitz/Klobasa/ Wietschel (2016)	3 versch. Zubau-Szenarien für 2030: 1,5/ 4,8 und 10 Mio. BEVs; Deutscher Durchschnitt als Verteilung angenommen; Variation der Ladeleistung	Lastflussrechnung mittels Gauß-Seidel-Verfahren zur Ermittlung kritischer Netzzustände	Ohne Betrachtung Solaranlagen: Durch Elektrofahrzeuge verursachte Spannungsbandverletzungen erst im hohen Zubau Szenario und hoher Ladeleistung; Unter Berücksichtigung Solaranlagen: Spannungsbandverletzungen ab 48/36/24 kWp unabhängig der Ladeleistung
Uhlig (2017)	Variation der Durchdringung (1/6/20 Mio. BEVs) und Ladeleistung (11/22 kVA)	Probabilistische Simulation	Hauptsächlich Spannungsbandverletzungen; Bei Gleichverteilung und 1 Mio. treten keine Verletzungen auf, Idgl. bei lokalen Häufungen, flächendeckende Probleme bei hoher Durchdringung und Ladeleistung
Liu (2017)	Marktdurchdringung von 15 Prozent/ 30 Prozent und 50 Prozent	Lastflussberechnung	Keine Verletzung Leitungswerte NS-Netz; Spannungsbandverletzungen bei 30/50-prozentiger Durchdringung
Samweber et al. (2014)	Unterdimensionierter Ortsnetztrafo; Netz mit 59 Haushalten	Simulation mittels GridSim	Keine Leitungsüberlastungen; marginale Trafoüberlastung bei hoher Durchdringung; ab Durchdringung von 30 Prozent Spannungsbandunterschreitungen

Tabelle 7: Netzbelastungen von Elektrofahrzeugen im suburbanen Raum

Vorstädtisches Netz: In den nächsten Jahren eher wenig Probleme zu erwarten, potentielle Netzüberlastungen erst bei hoher Marktdurchdringung und hohen Ladeleistungen

Studie / Arbeit	Annahmen / Betrachtung	Methodik	Wesentliche Ergebnisse
Marwitz/ Klobasa/ Wietschel (2016)	Szenarien: s. Ländliches Netz; Dreifache Durchdringung im Vergleich zu dt. Durchschnitt angenommen	Lastflussrechnung mittels Gauß-Seidel-Verfahren zur Ermittlung kritischer Netzzustände	
Samweber et al. (2014)	s. Ländliches Netz	Simulation mittels GridSim	Normverletzungen erst bei hoher Durchdringung
Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)	Laststarkes Gebiet		Keine Engpässe unter heutigen Gegebenheiten; künftige lastbedingte Engpässe durch Gleichzeitigkeiten
Marwitz/ Elsland (2017)	Untersuchungen für 2030 (46 BEVs)/2050 (Durchdringung von 90 Prozent); 630 kVA Ortsnetztrafo; Vier Kabelstränge mit jeweils 25 Netzknoten; Ladeleistung: 3,6 kW, 10,8 kW und 22 kW	Szenariobasierte Simulation zur Bestimmung der Netzüberlastungen einer repräsentativen Woche im Monat März	Max. Spannungsabfälle: 2030: 4 Prozent, 8,2 Prozent bzw. 9,7 Prozent 2050: 5,5 Prozent, 12,4 Prozent bzw. 13 Prozent; Bis zum Jahre 2030 Ladeleistung von 3,6 kW unproblematisch; Spannungsbandverletzungen treten vor thermischer Überlastung auf
Pollok et al. (2009)	Variation des Durchdringungsgrads (2,5 Prozent /10 Prozent /25 Prozent); des Zeitpunkts (15:00/ 19:00 Uhr) und der Ladeleistung (3,7 kW bis 60 kW); homogene Verteilung; gleichzeitiges Laden	Simulation	Überlastungen hauptsächlich nur bei sehr hohen Ladeleistungen; in den nächsten Jahren der Markteinführung werden keine größeren Probleme erwartet, allerdings müssen verschiedene Netztopologien gesondert betrachtet werden
Nobis (2015)	Sehr schwach dimensioniertes Netz mit extremen Ausläufern und kleinem Trafo, Variation der Anzahl BEVs (0–190) und der Ladeleistung (3 kW–21 kW)	Simulation mittels GridSim	Moderate Auswirkungen auf Spannungshaltung, daher geringe Auswirkungen in den nächsten Jahren bzgl. der Spannungshaltung; Fahrzeugdurchdringungen bei realen Ladeleistungen bis 50 Prozent problemlos möglich
Liu (2017)	Marktdurchdringung von 15 Prozent/ 30 Prozent und 50 Prozent	Lastflussberechnung	Keine Verletzung der Leitungs- und Spannungsgrenzwerte bei allen betrachteten Durchdringungen; Trafoüberlastung bei 15 Prozent BEVs; Generell ausreichend stark ausgelegt
Timpe et al. (2017)			Leitungs- und Transformatorenüberlastungen bei schwächer ausgelegten Netzen möglich

Tabelle 8: Netzbelastungen von Elektrofahrzeugen im urbanen Raum

Städtisches Netz: Überlastung erst bei höheren Durchdringungen und Ladeleistungen, stark abhängig von der Verteilung und lokalen Konzentrationen, Spannungen eher unkritisch/ Überlastung von Betriebsmitteln wie Strangleitungen

Studie / Arbeit	Annahmen / Betrachtung	Methodik	Wesentliche Ergebnisse
Marwitz/Klobassa/Wietschel (2016)	s. Ländliches Netz; 33-prozentige Durchdringung im Vergleich zum deutschen Durchschnitt	Simulation mittels Flex-Gold	Keine Grenzwertüberschreitungen bei 1,5 Mio. BEV; Überlastungen bei 22 kW Ladeleistung im mittleren und 10,8 kW im hohen Diffusionsszenario
Probst (2014)	897 Haushalte; Durchdringungsgrad von 2,5 Prozent in 2020 (1 Mio. BEVs) und 12,5 Prozent (5 Mio.) im Jahre 2030	Probabilistische Lastflusssimulation	Keine zu erwartenden Probleme bei 1 Mio. BEV im Jahre 2020; bei 5 Millionen BEVs im Jahre 2030 sind abhängig von der Verteilung der BEVs Grenzwertverletzungen möglich
Uhlig (2017)	Variation der Durchdringung (1/6/20 Mio. BEVs) und der Ladeleistung (11/22 kVA)	Probabilistische Simulation	Erste Grenzwertverletzungen bereits bei 1 Mio. BEVs durch lokale Konzentration; bei Gleichverteilung keine Probleme; 6 Mio. BEVs führen zu 50-prozentigen Überlastungen und 20 Mio. BEVs zu flächendeckenden Problemen
Jung/Leitner/Schuster (2014)	E-Taxi Flotte	Simulation mittels Matlab und NEPLAN	Spannungshaltung verursacht selbst bei hoher Konzentration an Standplätzen keine Probleme; starke relevanten temporären Überlastung der Strangleitungen
Probst et al. (2011b)	Durchdringungsgrad von 12,5 Prozent, Ladeleistungen 2,7 kW und 22,1 kW	Standardlastprofile und probabilistische Lastmodelle	Großer Einfluss von lokalen wie zeitlichen Häufungen der Ladungen auf die Netzbelastung

Tabelle 9: Netzbelastungen von Elektrofahrzeugen, weitere Studien

Weitere Studien: Unter heutigen Bedingungen sind im Allgemeinen geringe Probleme zu erwarten und ausreichende Kapazitäten vorhanden, sodass 1 Mio. BEV bis zum Jahre 2020 grundsätzlich gut integrierbar sein werden. Ungünstige Verteilungen und schwache Netze können jedoch zu Probleme führen. Künftige flächendeckende Engpässe sind bei hohen Durchdringungsgraden, Ladeleistungen und Gleichzeitigkeiten möglich.

Studie / Arbeit	Annahmen / Betrachtung	Methodik	Wesentliche Ergebnisse
Pollok et al. (2010)	Netzgebiet aus 84 Niederspannungsnetzen mit insg. 17384 Haushalten, ohne dez. Einspeisung; Variation der Ladeleistung (3,7–44 kW); ungesteuertes Laden	Probabilistische Lastflussrechnung	Keine Kabelüberlastungen/ Spannungsbandverletzungen bei 3,7 kW bzw. 11 kW; bei 22 kW keine Spannungsbandverletzungen und nur marginale Kabelüberlastungen; erst ab 44 kW geringe Spannungsbandverletzungen und Kabelüberlastungen; bereits während der Einführungsphase der Elektromobilität vereinzelte Grenzwertverletzungen möglich, i.A. jedoch ausreichende Netzkapazitäten vorhanden
Uhlig et al. (2016)	Feldtest eines ländlich geprägten Netzes und eines Campusnetzes	Phasenselektiver Leistungsflussalgorithmus	Netzauswirkungen stark von Netzstruktur abhängig; signif. Spannungsabfälle im ländlich geprägten Netz; im Campusnetz Betriebsmittelüberlastungen des speisenden Anschlusskabels; flächendeckende Auswirkungen ab 20 Prozent BEV-Durchdringung erwartet
Reiner et al. (2009)	Trafo-Scheinleistung 630 kVA; Variation der Durchdringung (0 Prozent/10 Prozent/40 Prozent und 100 Prozent) sowie Ladeleistungen (3 kW und 10 kW)	Simulation	Grenzwertüberlastungen des Trafos ab einer Ladeleistung von 10 kW und 40-prozentiger BEV Durchdringung
Friedl et al. (2018)	Simulation eines Ortsnetzes unter verschiedenen Szenarien	Probabilistische Lastsimulation	Flächendeckende Stromausfälle durch 30 Prozent BEVs möglich; Punktuelle Versorgungsengpässe v.a. in suburbanen Gebieten durch Hotspots in nächsten 10 Jahren erwartet; Netze nicht für hohe Anzahl an E-Fahrzeugen und Ladegleichzeitigkeiten ausgelegt
Hable et.al. (2010)	Lokales Netz der Allgäuer Überlandwerk GmbH	Probabilistische Simulation	Bester Fall: bei 3,7 kW Ladeleistung 50-prozentige BEV-Durchdringung möglich ohne Netzprobleme zu verursachen; Bei ungünstiger Verteilung oder schwachen Netzen jedoch Netzinstabilitäten möglich bei geringer Anzahl BEVs; für wachsende Ausbreitung deshalb je nach Position und Netzsituation Handlungsbedarf
DEFINE Konsortium (2014)	126 HH; 60 Gebäude; 300 Personen; Versch. Durchdringungsraten bis zu 16 Prozent des Fzg-Bestands	Lastflussrechnung	Keine thermische Überlastung von Trafo und Leitung; Einhaltung der Spannungsgrenzen am Netzknoten; Keine Parameterverletzungen bei Ladeleistungen von 3,7 kW/ 11 kW zu erwarten

Kontakt

Universität Stuttgart

Institut für Arbeitswissenschaft
und Technologiemanagement IAT

Allmandring 35
70569 Stuttgart

Ansprechpartner

Georg Göhler
Telefon +49 711 970-2340
georg.goehler@iat.uni-stuttgart.de

© Universität Stuttgart 2019

Titelbild

Foto: Ludmilla Parsyak © Fraunhofer IAO