

Potenzialanalyse zur Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Engpassmanagement

Steffen Fattler, Adrian Ostermann¹, Michael Hinterstocker

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71 80995 München,
Telefon: +49 89 158121-50, sfattler@ffe.de, www.ffe.de

Kurzfassung:

Der steigende Anteil von volatilen erneuerbaren Stromerzeuger stellt das – bis dato hauptsächlich auf fossilen und steuerbaren Erzeugern basierende – Stromsystem vor grundsätzlich neue Herausforderungen. So führt die ungleichmäßige Verteilung von wind- und solarelektrischen Erzeugern immer wieder zu Netzengpässen, die aktuell durch kurzfristige Maßnahmen wie dem Redispatch von konventionellen Kraftwerken oder der gezielten Abregelung von Erneuerbaren Energien im Zuge des Einspeisemanagements kompensiert werden [1]. In diesem Beitrag wird untersucht, ob eine gezielte Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen perspektivisch die notwendige Flexibilität zur Verfügung stellen kann, um die Häufigkeit solcher Engpassmanagementmaßnahmen zu reduzieren.

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen ein großes Potenzial bietet die im Zuge des Einspeisemanagements nicht eingespeisten Strommengen zu nutzen und erscheint sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht vielversprechend. So konnte im vorgestellten Fallbeispiel 2,23 TWh der insgesamt 2,5 TWh durch eine Verschiebung der Ladezeitpunkte genutzt werden.

Keywords: Ladesteuerung, Elektrofahrzeuge, Einspeisemanagement

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende erfolgt eine Umgestaltung der deutschen Energieversorgung mit dem Ziel, die Treibhausgas- (THG) Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) zu senken [2]. Dieses Ziel kann nur dann erreicht werden, wenn eine Emissionsminderung in allen vier Endenergiesektoren (Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Industrie und Verkehr) und dem Bereitstellungssektor konsequent umgesetzt wird. Im Verkehrssektor konnte zwar der Anstieg der CO₂-Emissionen trotz einer Verdreifachung des Energieverbrauchs seit 1960 gestoppt und sogar leicht vermindert werden, im Vergleich zu den anderen Sektoren stagnieren diese jedoch auf einem konstant hohen Niveau [3], [4]. Sie beliefen sich im Jahr 2014 auf insgesamt 176 Mio. t und tragen damit zu etwa einem Viertel zu den gesamten, energiebedingten Emissionen von 766 Mio. t in Deutschland bei [5]. Zum Erreichen der nationalen Klimaschutzziele ist es notwendig auch den Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig zu „dekarbonisieren“ (siehe u.a. [6]). Dabei steht neben Bio- und strombasierten Kraftstoffen wie beispielsweise Wasserstoff hauptsächlich die Elektrifizierung bei gleichzeitiger Nutzung von erneuerbarem Strom im

¹ Jungautor

Vordergrund der politischen und gesellschaftlichen Diskussion. Gleichzeitig setzt die Bundesregierung in Hinblick auf die Dekarbonisierung des Stromsektors hauptsächlich auf den Ausbau von Wind- und PV-Anlagen. Deren Einspeisung hat einen stark volatilen Charakter und weist eine hohe zeitliche Varianz auf. Der steigende Anteil dieser Stromerzeuger stellt das – bis dato hauptsächlich auf fossilen und steuerbaren Erzeugern basierende – Stromsystem vor grundsätzlich neue Herausforderungen. So müssen Prognosefehler von Wind und PV kurzfristig und lange Flaute- oder Dunkelphasen auch langfristig durch weitere Erzeugungskapazitäten kompensiert werden, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu wahren. Neben dieser zeitlichen Varianz ist auch die räumliche Verteilung der dezentralen Erzeuger eine Herausforderung. So kommt es durch die ungleichmäßige Verteilung von wind- und solarelektrischen Erzeugern immer wieder zu Netzengpässen, die aktuell durch kurzfristige Maßnahmen wie dem Redispatch von konventionellen Kraftwerken (gezielter Anpassung der Einspeisung von Kraftwerken zur Vermeidung von Netzengpässen, §13 EnWG) oder der gezielten Abregelung von Erneuerbaren Energien im Zuge des Einspeisemanagements (§14 EEG) kompensiert werden [7]. Im vorliegenden Beitrag wird untersucht inwiefern eine gezielte Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen genutzt werden kann, um die Abregelung von erneuerbaren Anlagen im Zuge des Einspeisemanagements zu verhindern und somit als mögliche Flexibilitätsoption zu einer stabilen und nachhaltigen Stromversorgung beitragen kann.

Die Arbeit entstand in dem Projekt „Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems“ (Förderkennzeichen: 03ET4037A), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWMi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung gefördert und von zwölf Partnern aus Industrie und Energiewirtschaft unterstützt wird.

2 Daten zum Einspeisemanagement

Seit der Verabschiedung des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) im Jahr 2000 und der damit einhergehende Förderung steigt die installierte Leistung von Wind und PV-Anlagen beständig (siehe Abbildung 2-1, links). So hat sich die installierte Leistung von Onshore-Windturbinen von anfangs knapp 5 GW auf über 50 GW Ende 2017 gut verzehnfacht, während die installierte Leistung von PV-Anlagen von 74 MW auf aktuell 42,5 GW im gleichen Zeitraum um den Faktor 550 angestiegen ist.

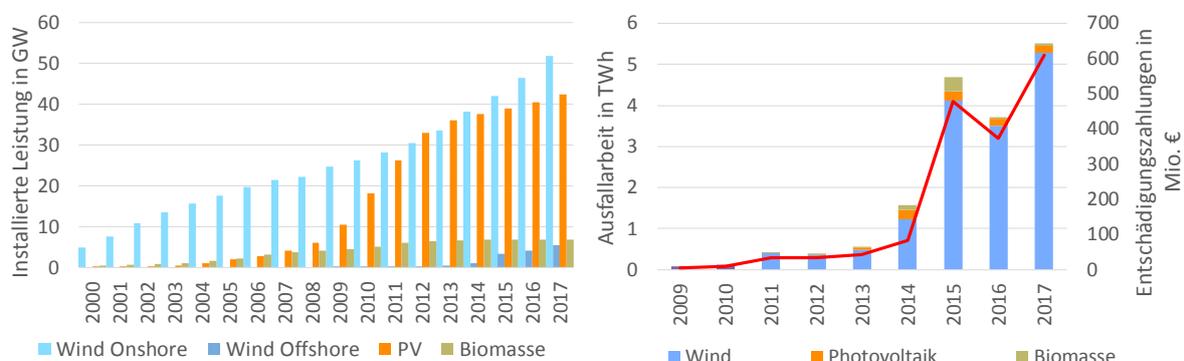


Abbildung 2-1: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in Deutschland links, Einspeisemanagementbedingte Ausfallarbeit und fällige Entschädigungszahlungen rechts

Dabei sind sehr unterschiedliche regionale Verteilungen zu beobachten. Während Photovoltaikanlagen vermehrt im Süden der Bundesrepublik zu finden sind, ist die Mehrheit der Windenergieanlagen in den nördlichen Regionen installiert. Speziell in den Küstenregionen an Nord- und Ostsee sind durch die zusätzlichen Offshore-Anlagen sehr hohe Leistungsdichten wiederzufinden. Gleichzeitig befinden sich die großen Verbrauchszentren vor allem in den südlichen Bundesländern wie Baden-Württemberg und Bayern, während in den nördlichen Bundesländern einen geringeren Strombedarf vorweisen (siehe Abbildung 2-2).

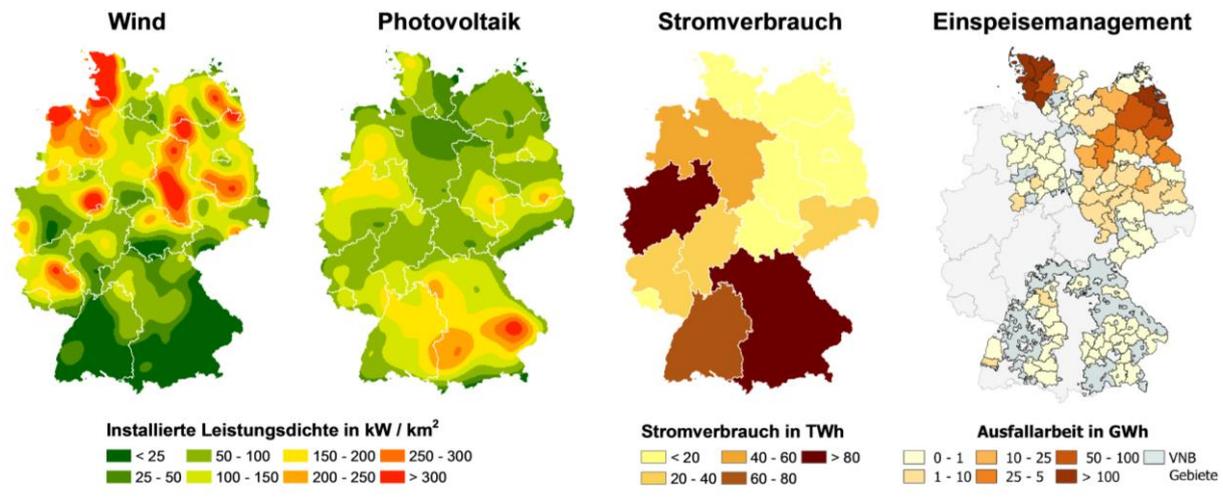


Abbildung 2-2: Installierte Leistungen Wind, PV, Stromverbrauch nach Bundesländern und durch Einspeisemanagement hervorgerufene Ausfallarbeit 2016 nach [8]

Insgesamt führt diese räumliche Diskrepanz zwischen Erzeugern im Norden und Verbrauchern im Süden gerade in den letzten Jahren immer wieder zu Netzengpässen im Übertragungsnetz. Neben dem Redispatch konventioneller Kraftwerke greifen die Netzbetreiber zur Behebung dieser Engpässe zunehmend als letzte Maßnahme auf die Abregelung von EE-Anlagen im Zuge des nach §14 EEG definierten Einspeisemanagements zurück. So stieg die daraus resultierende Ausfallarbeit in den letzten Jahren deutlich an und belief sich 2017 auf rund 5,5 TWh, also etwa 2,5 % der insgesamt von den betrachteten Erneuerbaren Energien bereitgestellten Strommenge (siehe Abbildung 2-1, rechts). EE-Anlagen, die im Zuge des Einspeisemanagements abgeregelt werden erhalten von den Netzbetreibern für die nicht eingespeisten Energiemengen eine Entschädigung, welche sich in Summe im Jahr 2017 auf 609 Mio. € belief. Somit sollte die Abregelung von grünem, CO₂-freiem Strom erneuerbaren Anlagen nicht nur aus ökologischen Gründen möglichst vermieden werden, sondern stellt gleichzeitig auch noch eine zusätzliche Belastung der Stromkunden dar, die die Entschädigungszahlungen indirekt über die Netzentgelte mittragen. Eine gezielte Nutzung dieser Ausfallenergie durch das Heben regionaler Flexibilitätsoptionen wie Elektrofahrzeugen erscheint entsprechend sinnvoll und soll im Zuge dieses Beitrags untersucht werden.

Um das Potenzial einer solchen Ladesteuerung zu bewerten, bedarf es nicht nur einer regionalen, sondern auch einer zeitlichen Aufschlüsselung der Einspeisemanagementeinsätze. Zu diesem Zweck wurden zusätzlich zu den jährlichen

Daten die einsatzscharfen Daten Einspeisemanagementeinsätze in den Gebieten der acht Verteilnetzbetreiber (VNB) E.DIS, Schleswig-Holstein Netz, Avacon, WEMAG, Westfalen Weser Netz, Netze BW, MITNETZ und Bayernwerk ausgewertet. Die auf der Website der Netzbetreiber veröffentlichten Daten beinhalten neben weiteren Informationen Anlagenschlüssel, Start- und Endzeitpunkt sowie die Abregelungsstufe (0 %, 30 % oder 60 %) der betroffenen Anlage. Abbildung 2-2 zeigt rechts die Summe der Ausfallarbeit nach Landkreisen in den Netzgebieten der betrachteten Verteilnetzbetreiber. Aus diesen diskreten, anlagenscharfen Datensätzen werden nach der in [8] beschriebenen Methodik unter Berücksichtigung verschiedener Parameter kontinuierliche Zeitreihen abgeleitet, die dann auf beliebiger regionaler Ebene aggregiert und als Eingangsgröße für die Optimierung der simulierten Ladesteuerung übergeben werden. Abbildung 2-3 zeigt exemplarisch den Verlauf der Ausfallarbeit der betrachteten Anlagen im Jahr 2016.

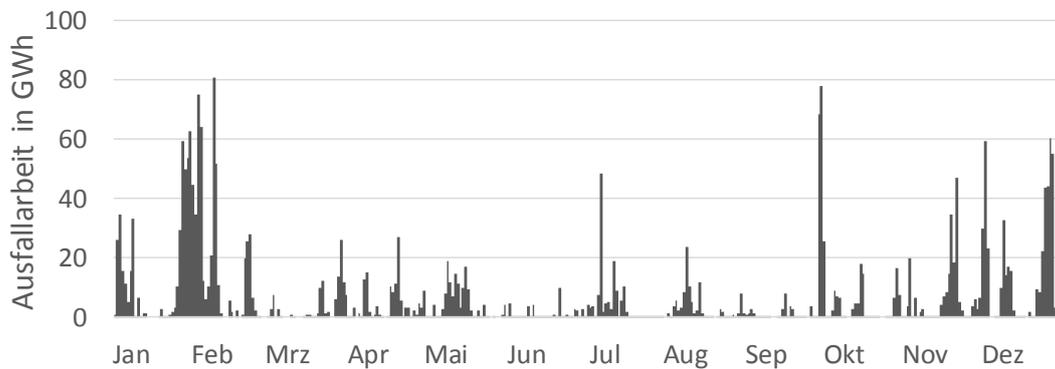


Abbildung 2-3: Verlauf der gesamten betrachteten Ausfallarbeit 2016

Einschränkend sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass nur von den acht erwähnten VNB Daten in der notwendigen Auflösung veröffentlicht werden und für die vorgestellte Potenzialanalyse verwendet werden können. Dennoch ist davon auszugehen, dass aufgrund der regionalen Verteilung der Netzgebiete zumindest ein ausreichender Anteil der gesamten Ausfallarbeit erfasst und bewertet werden kann. Abbildung 2-4 zeigt links die von der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht veröffentlichte Ausfallarbeit nach Bundesländern und rechts die Netzgebiete der betrachteten Verteilnetzbetriebe.

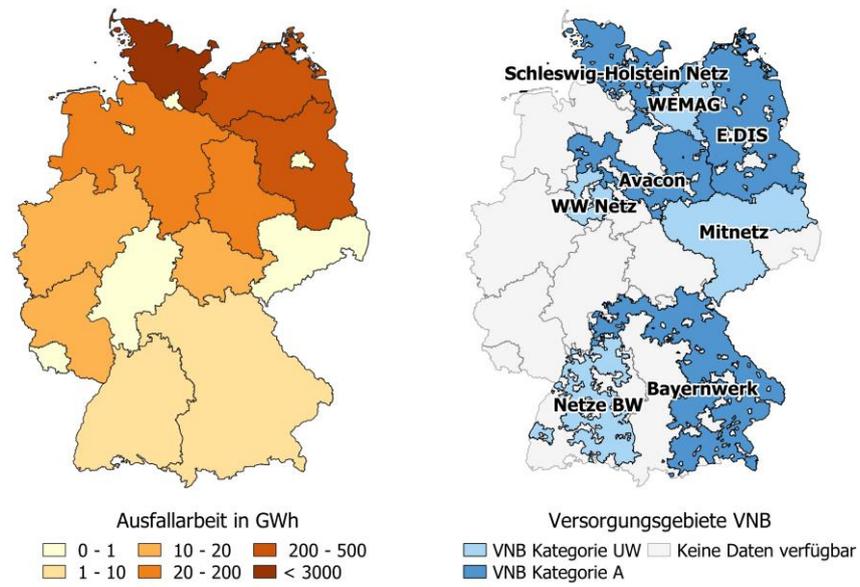
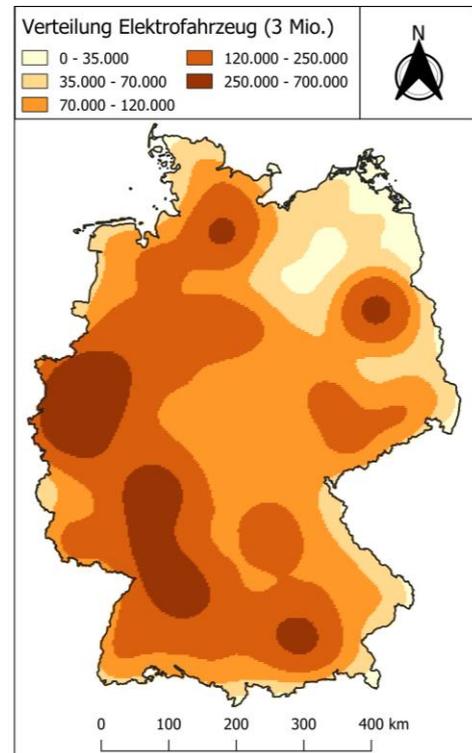


Abbildung 2-4: Ausfallarbeit nach Bundesländern nach [9] links, Versorgungsgebiete der acht betrachteten Verteilnetzbetreiber rechts

3 Annahmen zu Elektrofahrzeugen

Die Durchdringung von Elektrofahrzeugen ist nach wie vor gering. So sind nach Zahlen des Kraftfahrzeugbundesamts zum 01.01.2018 53.820 reine Elektrofahrzeuge und 44.365 Plugin-Hybridfahrzeuge in Deutschland zugelassen [10]. Die Bundesregierung hat das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020 definiert. Nach aktuellen Schätzungen wird davon ausgegangen, dass diese Zahl voraussichtlich 2022 erreicht wird. 2025 sollen es bereits zwei bis drei Millionen Fahrzeuge sein. Ob diese Zahlen erreicht werden können hängt von verschiedenen Faktoren ab und ist nur bedingt vorhersagen. Für die Potenzialbewertung im vorliegenden Beitrag wird deswegen im ersten Schritt eine Zahl von drei Millionen Fahrzeugen vorgegeben. Nach den Szenarien verschiedener Studien dürfte diese Zahl zwischen den Jahren 2025 und 2035 erreicht werden. Bezüglich der Regionalisierung der Fahrzeuge wird davon ausgegangen, dass zu diesem Zeitpunkt eine homogene Verteilung von Fahrzeugnutzern erreicht ist. Faktoren wie Bildungsstand, Einkommensstruktur, bisherige Elektrofahrzeugverteilung u.ä. werden entsprechend außer Acht gelassen und als die jetzige Verteilung von insgesamt zugelassenen Fahrzeugen nach Landkreisen nach [10] als Basis für die Verteilung der Elektrofahrzeuge herangezogen.



4 Synthetische Fahrprofile – Update der Ladesteuerung

In [11], wurde eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht aus den in der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ [12] erhobenen Eintagesfahrprofilen zusammenhängende und in Bezug auf die statistische Gesamtheit korrekte Jahresfahrprofile einzelner Elektrofahrzeuge abzuleiten. Die Methodik erlaubt es außerdem nutzergruppenspezifische Fahrprofile, wie z.B. Pendlerprofile, zu erstellen. Darauf aufbauend wurden verschiedene Erweiterungen des Tools implementiert die es beispielsweise erlauben die Ladevorgänge der Fahrzeuge auf verschiedene Größen wie Preiszeitreihen oder Emissionszeitreihen [13] hin zu optimieren und die Potenziale einer solchen Ladesteuerung abzuschätzen. Durch die Einbindung der Verkehrserhebungsdaten der Studie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“ [14] wurden das Modell außerdem um den gewerblichen Verkehr erweitert [15]. Abbildung 4-1 zeigt das grundlegende Vorgehen, ausgehend von den Verkehrserhebungsdaten bis hin zu den simulierten Jahreslastgängen.

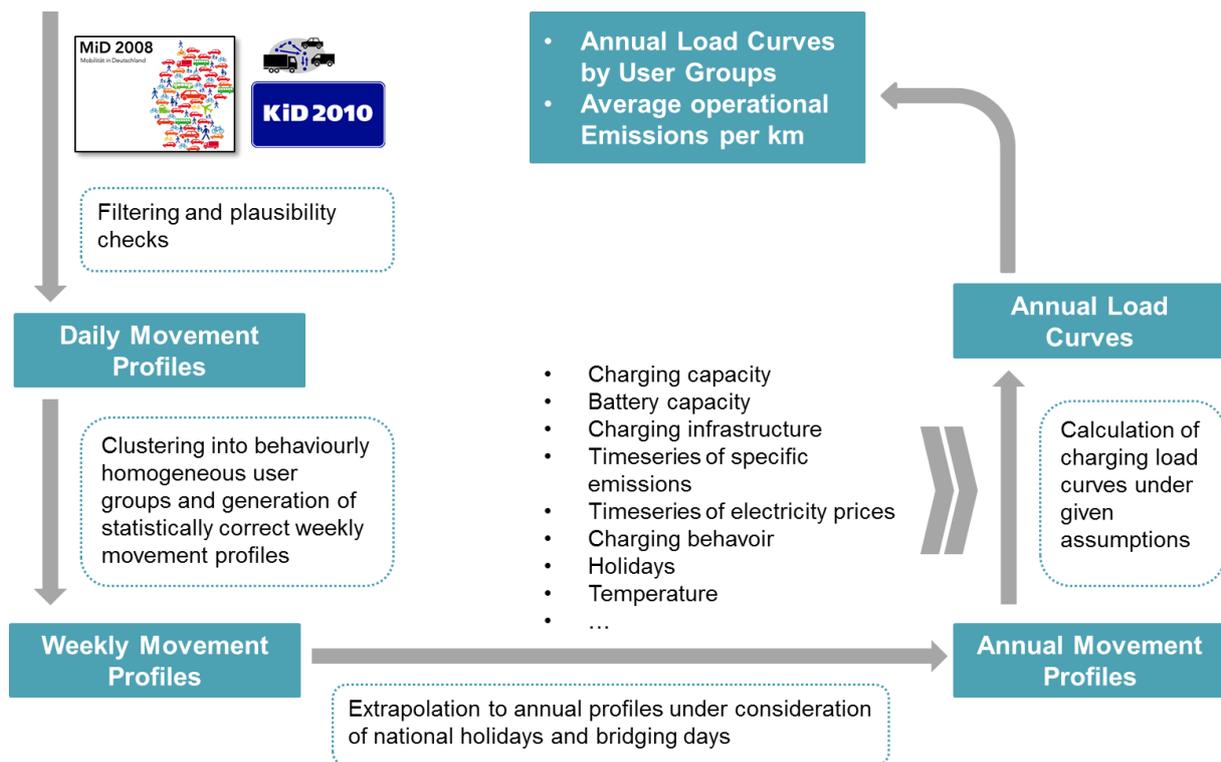


Abbildung 4-1: Methodik der Lastgangsynthese

Auf weitere Ausführungen wird an dieser Stelle mit Verweis auf die oben genannten Veröffentlichungen verzichtet.

5 Potenzialabschätzung zum Einspeisemanagement - eine Frage der Regionalisierung

Um das Potenzial dieser Einspeisemanagement-basierten Ladesteuerung abzuschätzen, steht die dahingehende Erweiterung des Lastgangsynthesemodells um eine regionale Komponente im Zentrum des vorliegenden Beitrags. In einer vorausgehenden Untersuchung konnte gezeigt werden, dass die Ursache von Einspeisemanagementmaßnahmen zumindest aktuell hauptsächlich auf Engpässe im Übertragungsnetz auf der Höchstspannungsebene zurückzuführen ist [8]. Die Arbeitshypothese lautete hier, dass aus diesem Grund abgeregelte Energiemengen „vor Ort“, im näheren Umfeld der betroffenen EE-Anlagen durch eine gezielte Verschiebung von Ladezeitpunkten genutzt werden können und so die Abregelung der Anlagen vermieden werden kann. Die zentrale Frage an dieser Stelle lautet, welche und wie viele Elektrofahrzeuge ohne vollumfängliche Kenntnis der leitungsscharfen und spannungsebenenübergreifenden Netztopologie des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes für die Verminderung der Abregelung der vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen in Frage kommen. Um sich der Beantwortung dieser Frage zu nähern, wurden zunächst die Standorte der Höchstspannungsnetzknotten untersucht. Diese wurden im Projekt MONA 2030 [16] georeferenziert und dienten als Basis für das im Projekt erstellte und verwendete deutsch-österreichische Netzmodell. Die Georeferenzierung der Leitungen erfolgte mittels Daten aus OpenStreetMap (OSM). Dazu wurden die OSM-Toolkits SciGRID [17], Gridkit [18] und die „FLOSM power grid map“ verwendet. Aus der Anwendung dieser

Tools wurden die Leitungsdaten mit exakten elektrischen Anschlusspunkten versehen und unter anderem die Standorte der 490 Netzknoten abgeleitet. Abbildung 5-1 zeigt links die Standorte dieser Netzknoten und die aus deren Punktkoordinaten abgeleitete Voronoi-Regionen.

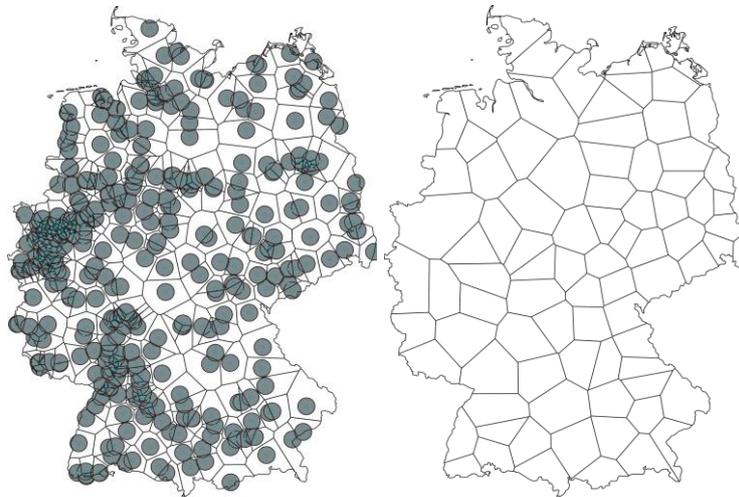


Abbildung 5-1: Netzknoten des Höchstspannungsnetzes mit Pufferfläche und Voronoi-Region links, neu definierte Voronoi-Regionen nach Zusammenfassung der sich überschneidenden Pufferflächen rechts

Als Voronoi-Region wird die Menge aller Punkte bezeichnet, die von einem gegebenen Punkt (Netzknoten X) in einer Punktmenge (alle 490 Netzknoten Deutschlands) einen geringeren Abstand hat als von allen anderen Punkten in der Punktmenge. In diesem Zusammenhang dient sie einer ersten Abschätzung der Region um jeden Netzknoten die Zahl der Elektrofahrzeuge eingrenzt, die für die Potenzialabschätzung der Ladesteuerungen in Frage kommen. Zu erkennen ist eine deutliche Häufung von Netzknoten in den dicht besiedelten Gebieten in Deutschland was an diesen Orten zu kleinen Voronoi-Regionen führt. Im Zuge der Untersuchung wird aufgrund der physikalische Vermaschung der Hochspannungsnetzgebiete davon ausgegangen, dass ein Energieaustausch auch über die Grenzen der so definieren „Voronoi-Höchstspannungsnetzregionen“ hinweg möglich ist. Als erste Annäherung wird deswegen eine Pufferzone von 30 km Radius um jeden Netzknoten definiert (siehe Abbildung 5-1, links). Alle sich überlappenden Kreisflächen werden anschließend zu einem Gesamtgebiet zusammengefasst, um deren Mittelpunkte dann 85 neue Voronoi-Regionen gebildet werden (siehe Abbildung 5-1, rechts). In einem nächsten Schritt werden die Daten zum Einspeisemanagement und zur zukünftigen Verteilung von Elektrofahrzeugen nach Kapitel 3 auf diese 85 Gebiete aggregiert und deren Potenzial zur Verminderung von Einspeisemanagementeinsätzen in den jeweiligen Gebieten abgeschätzt. Abbildung 5-2 zeigt die resultierenden Voronoi-Regionen mit dazugehöriger Ausfallarbeit des Jahres 2016 auf der linken Seite und angenommener Zahl von Elektrofahrzeugen auf der rechten Seite.

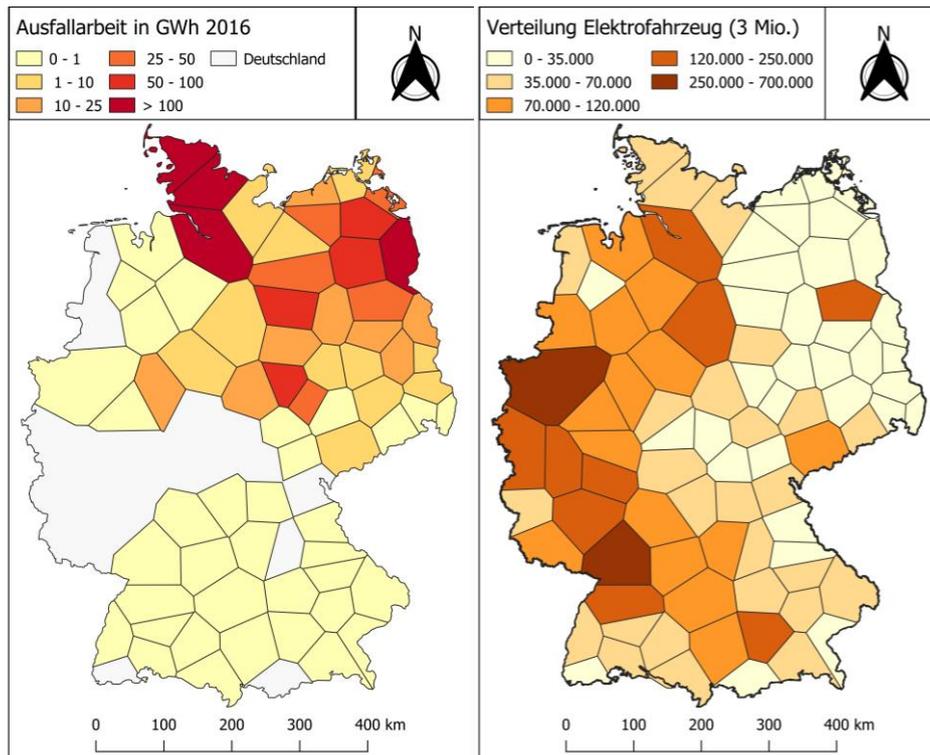


Abbildung 5-2: Ausfallarbeit Einspeisemanagement 2016 nach Voronoi-Regionen links und Anzahl Elektrofahrzeuge nach Vorono-Regionen rechts

An dieser Stelle soll hervorgehoben werden, dass das Potenzial der Lastverschiebung von Elektrofahrzeugen hier an einer hypothetischen Beispielsituation bewertet wird, welcher keine vollumfängliche Systemsimulation eines konsistenten Gesamtsystems zugrunde liegt. So stammen die regionalisierten und auf die ausgewählten Voronoi-Regionen aggregierten Einspeisemanagementeinsätze aus dem Jahr 2016. Die Abregelung ist als ein Resultat des komplexen Zusammenspiels technischer, meteorologischer, ökonomischer und regulatorischer Parameter dieses spezifischen, energiewirtschaftlichen Gesamtsystems. Eine direkte Übertragung dieser Einsätze auf ein zukünftiges Energiesystem ist nicht möglich. Da die Vorhersage der zukünftigen Entwicklung jedes einzelnen dieser Parameter mit großen Unsicherheiten behaftet ist, wird eine Vorhersage zukünftiger Einspeisemanagementeinsätze nicht als sinnvoll erachtet. Dem gegenüber steht die Optimierung der Ladesteuerung von drei Millionen Elektrofahrzeugen, die im Jahr 2016 noch nicht Teil dieses Energiesystems sind – eine entsprechende Anzahl ist Prognosen zu Folge erst in den 2030er Jahren zu erwarten. Dennoch werden diese beiden Größen in der vorliegenden Untersuchung zusammengeführt, um das grundsätzliche Potenzial einer solchen Ladesteuerung zu bewerten, relevante Stellgrößen zu identifizieren und ein Verständnis für wichtige Systemzusammenhänge zu generieren.

Aus den dargestellten Gründen ergeben sich bezüglich der Bilanzierung einige Besonderheiten, die im Folgenden kurz zusammengefasst werden.

Es wird davon ausgegangen, dass die Elektrofahrzeuge als Verbraucher noch nicht Teil des Energiesystems sind und der aus dem ungesteuerten Ladeverhalten der Nutzer resultierende Lastgang noch nicht im Gesamtlastgang der Stromverbraucher enthalten ist.

Entsprechend wird zunächst der neue Einspeisemanagementlastgang $P_{EinsMan_Vx_neu}$, durch Subtraktion des ungesteuerten Ladelastgangs der Elektrofahrzeugflotte wie folgt berechnet:

$$P_{EinsMan_Vx_neu} = P_{EinsMan,Vx}(t) - \min(P_{EinsMan,Vx}(t), P_{Emob_dir,Vx}(t))$$

Dieser Lastgang entspricht dem hypothetischen Einspeisemanagementlastgang, der entstehen würden, wenn die Fahrzeugflotte Teil des Systems wäre. Dem wird nun der resultierende Einspeisemanagementlastgang gegenübergestellt welcher entstehen würde, wenn das Ladeverhalten der Fahrzeuge auf die Nutzung der Ausfallarbeit hin optimiert werden würden. Dieser berechnet sich wie folgt:

$$P_{EinsMan_Vx_neu_opt} = P_{EinsMan,Vx}(t) - \min(P_{EinsMan,Vx}(t), P_{Emob_opt,Vx}(t))$$

Abschließend werden beide Lastgänge $P_{EinsMan_Vx_neu}$ und $P_{EinsMan_Vx_neu_opt}$ einander gegenübergestellt und die verminderte Ausfallarbeit $E_{red,Vx}$, für jede Voronoi-Region V_x wie folgt berechnet:

$$E_{red,Vx} = \sum (P_{EinsMan_Vx_neu_dir} - P_{EinsMan_Vx_neu_opt})$$

Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass die vorgenommenen Untersuchungen allein der Potenzialabschätzung der betrachteten Ladesteuerungsoptimierung dienen. Jegliche Systemrückwirkungen der „neuen“ Ladezeitpunkte werden hier vernachlässigt.

6 Ergebnisse

Für jede der definierten Voronoi-Regionen wird zunächst das ungesteuerte Ladeverhalten der ihr nach der in Kapitel 3 beschriebenen Verteilungslogik zugeteilten Zahl von Elektrofahrzeugen und dann die auf die Vermeidung von Ausfallarbeit optimierte Ladesteuerung simuliert. Abbildung 2-1 zeigt ganz links die ursprüngliche Ausfallarbeit, in der Mitte die nach Berücksichtigung der ungesteuerten Elektrofahrzeugflotte verbleibende Ausfallarbeit in den betrachteten Voronoi-Regionen.

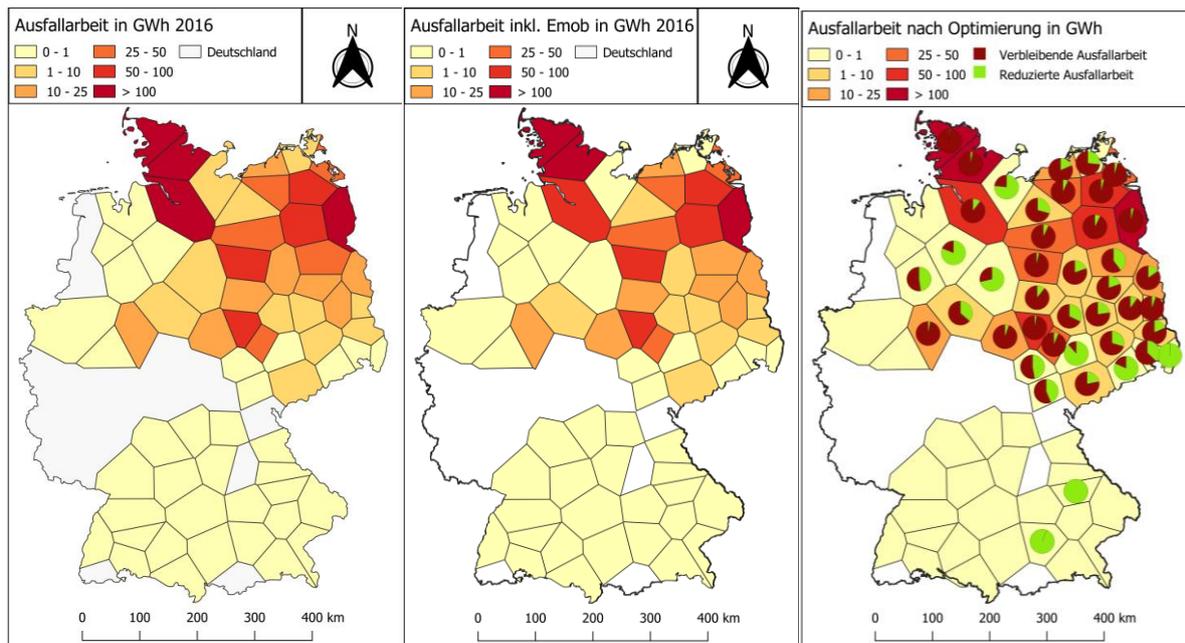


Abbildung 6-1: Ausfallarbeit nach Berücksichtigung der optimierten Ladesteuerung

Durch die Berücksichtigung zusätzlicher Last der ungesteuerten Elektrofahrzeuge reduziert sich die Ausfallarbeit in Summe von 2,52 TWh auf 2,37 TWh um etwa 6 %. Ganz rechts ist nun zusätzlich die verbleibende Ausfallarbeit nach Berücksichtigung der optimierten Ladesteuerung dargestellt durch die Farbgebung der Voronoi-Regionen dargestellt. Außerdem zeigen die Kreisdiagramme den Anteil der verbleibenden und der durch die Ladesteuerung reduzierten Ausfallarbeit an. Insgesamt konnte durch die Optimierung der Ladezeitpunkte eine weitere Reduktion von 2,37 TWh auf 2,28 TWh (also weitere 4 %) erzielt werden. In einzelnen Regionen konnte die gesamte Ausfallarbeit in den Fahrzeugen genutzt werden. Abbildung 6-2 zeigt die Jahresdauerlinie der über alle Voronoi-Regionen betrachteten, mittleren resultierenden Lastgänge auf der linken Seite und rechts die der Voronoi-Region in der die höchste auf ein Fahrzeug normierte Lastspitze auftritt (Voronoi-Region 34).

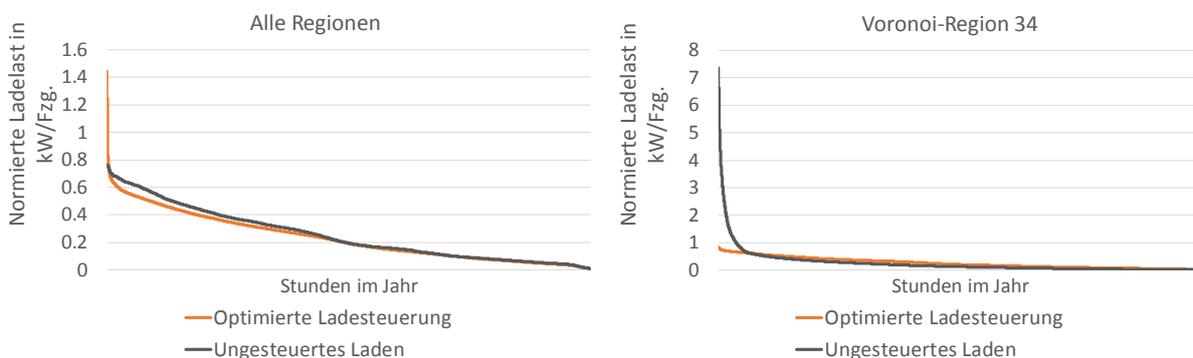


Abbildung 6-2: Jahresdauerlinie der resultierenden Lastgänge

Deutlich zu erkennen ist in beiden Fällen die Verschiebung der Ladelasten hin zu hohen Werten. In der Spitze führt die Ladesteuerung im Mittel über alle betrachteten Regionen zu einer Verdopplung der simulierten Ladelast, was auf der einen Seite zwar zu einer besseren

Ausnutzung der sonst abgeregelten Energiemengen zu diesem Zeitpunkt führt, insbesondere jedoch auf der Ebene der Verteilnetz und bei höheren Durchdringungen zu Netzüberlastungen führen könnte. In Voronoi-Region 34 führt der Einsatz einer optimierten Ladesteuerung sogar zu einer Erhöhung der Spitzenlast um den Faktor neun. Entsprechend sollte eine Reduzierung dieser hohen Gleichzeitigkeit bei der Implementierung einer derart ausgerichteten Ladesteuerung in der Praxis Berücksichtigung finden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorgestellten Analysen haben gezeigt, dass eine auf Einspeisemanagement optimierte Ladesteuerung in der Lage ist die resultierende Ausfallarbeit zu reduzieren und erscheint sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht vielversprechend. Die Effizienz der Ladesteuerungsoptimierung hängt von einer großen Zahl weiterer Parameter wie der verfügbaren Ladeinfrastruktur, der grundsätzlichen Ansteckbereitschaft der Fahrzeugnutzer ab, die einer weiteren Untersuchung bedürfen welche jedoch nicht Teil des vorliegenden Beitrags ist. Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass die vorgestellten Untersuchungen rein der Potenzialabschätzung der auf Einspeisemanagement optimierten Ladesteuerungen dienen, jedoch keine Systemrückwirkungen berücksichtigt werden. Somit werden aus der Ladesteuerung resultierende Netzengpässe nicht betrachtet. Dies stellt eine starke Vereinfachung dar, wird hier zunächst jedoch als zulässig erachtet. Die Auswertungen zeigen dabei, dass die einfache, unkoordinierte Optimierung einer großen Zahl von Fahrzeugen auf eine einzelne Stellgröße zu deutlichen Lastspitzen führt, welche zu kritische Netzbelastungssituationen führen könnte. Dies sollte bei einer entsprechenden Implementierung in der Praxis berücksichtigt werden. In der hier vorgestellten Untersuchung wurde zunächst nur die Abregelung Erneuerbarer Energien untersucht, der Redispatch von konventionellen Kraftwerken wurde nicht berücksichtigt und bietet weiteres Potenzial. Außerdem wurde zunächst nur eine unidirektionale Ladesteuerung – also ein reines Verschieben der Ladezeitpunkte bewertet. Gerade bei der Integration von Redispatcheinsätzen könnte eine Vehicle-to-Grid Ladesteuerung einen weiteren Mehrwert bieten, dessen Quantifizierung Ziel weitere Untersuchungen sein sollte.

8 Literatur

- [1] Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.
- [2] Klimaschutzplan 2050 (Entwurf) - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2016
- [3] Emissionsquellen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2016.
- [4] Conrad, Jochen et al.: Nur im Stromsektor kommt der Anteil regenerativer Energien voran. In: <https://www.ffe.de/publikationen/pressemitteilungen/795>. (Abruf am 2018-07-30); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/71IS0LGal>); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [5] Rasch, M.; Regett, A.; Pichlmaier, S.; Conrad, J.; Greif, S.; Guminski, A.; Rouyrre, E.; Orthofer, C.; Zipperle, T.: Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz -

- Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 03/2017, S. 38-42. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2017
- [6] Gebert, Philipp et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group (BCG), prognos, 2018.
- [7] Monitoringbericht 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2017.
- [8] Fattler, Steffen et al.: Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen. In: ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2017. Essen: etv Energieverlag, 2017.
- [9] Monitoringbericht 2017 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2017.
- [10] Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz1_2018_xls.xls?__blob=publicationFile&v=2; Flensburg: Kraftfahrzeug-Bundesamt (KBA), 2018 (überarbeitet: 2018).
- [11] Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [12] Follmer, Robert; et al.: Mobilität in Deutschland 2008 - Datensatz auf DVD. Bezogen von: Clearingstelle für Verkehr. Bonn: infas institut für angewandte sozialwissenschaft, 2010
- [13] Fattler, Steffen; Böing, Felix; Pellingner, Christoph: Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf betriebsbedingte Emissionen in: IEWT 2017 - 10 . Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. Wien: TU Wien, 2017
- [14] Wermuth, Manfred Prof. Dr.: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) - Schlussbericht. Braunschweig: Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH, 2012
- [15] Fattler, Steffen et al.: Charge optimization of privately and commercially used electric vehicles and its influence on operational emissions. Munich: Research Center for Energy Economics, 2018.
- [16] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [17] Medjroubi, W.; Matke, C.: SciGRID Open Source Transmission Network Model - USER GUIDE V 0.2. Oldenburg: SciGRID, 2015
- [18] Wiegmans, Bart: Improving the Topology of an Electric Network Model Based On

Open Data. Groningen, NL: University of Groningen, 2016