

Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge

Yannic Schulze, Niklas Jooß, Mathias Müller

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Am Blütenanger 71, 80995 München

Tel.: +49 (0)89 158121-68

E-Mail: YSchulze@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Zusammenfassung

Die optimierte Vermarktung der Flexibilität von bidirektionalen Elektrofahrzeugen und stationären Batteriespeichern am Spotmarkt kann in einem Szenario für das Jahr 2040 zu Überlastungen in 71,9 % der betrachteten Niederspannungsnetze führen. Dies wurde anhand von 1206 realen Niederspannungsnetzen mit dem Verteilnetzsimulationsmodell GridSim in Kombination mit einem Modell zur Kostenoptimierung auf Gebäudeebene ermittelt. Hierfür wurde anhand eines modifizierten Abgaben- und Umlagensystems die Flexibilität von bidirektionalen Elektrofahrzeugen und stationären Batteriespeichern aus Nutzersicht optimiert am Spotmarkt vermarktet. Die aufgrund der optimalen Betriebsweise resultierenden gleichzeitigen Leistungen der Hausanschlüsse steigen durchschnittlich um 88 % gegenüber dem ungesteuerten Laden und Führen zu durchschnittlich 150 % höher ausgelasteten Transformatoren sowie zu ca. 9 % überlasteten Leitungsmetern in den betrachteten Niederspannungsnetzen (gegenüber ca. 1 % im Referenzfall). Soll der Umstieg auf Elektrofahrzeuge durch Erlöspotenziale incentiviert werden, bedarf es gleichzeitig intelligenter Lösungen, um zukünftigen Netzausbau zu begrenzen.

Einleitung

Die Emissionen im Verkehrssektor sind seit 1990 nicht maßgeblich gesunken. Um die Emissionsziele zu erreichen, wird als Strategie die Elektrifizierung des Verkehrssektors mit der einhergehenden Dekarbonisierung des Energiesektors verfolgt. [1] Jedoch wurde im Jahr 2020 ebenfalls die Zielstellung neu zugelassener, rein batterieelektrischer Fahrzeuge (Elektrofahrzeuge) in Deutschland verfehlt [2], was maßgeblich auf die, trotz aktueller Förderung [3], hohen Anschaffungskosten für Elektrofahrzeuge (EFZ) zurückzuführen ist [4]. Ein Mittel zur nutzerseitigen Akzeptanzsteigerung können wirtschaftliche Anreize durch intelligentes, bidirektionales Laden sein. Bidirektionales laden erlaubt es dem Fahrzeug, nicht nur Energie vom Netz zu beziehen, sondern die Energie auch auszuspeichern, wodurch die Flexibilität der Batterie im Fahrzeug besser genutzt werden kann. [5] Die monetäre Incentivierung basiert auf dem Erlös-konzept des zugrundeliegenden Use Cases, wovon im Projekt „Bidirektionales Lademanagement“ (BDL) eine Vielzahl identifiziert worden ist. In diesem Beitrag wird der Use Case zur Vermarktung der Fahrzeugbatterie am Spotmarkt durch Arbitrage-Geschäfte abgebildet sowie der Einfluss auf das resultierende Ladeverhalten und Netzzrückwirkungen untersucht, da vor dem Hintergrund der Netzintegration der Elektromobilität der Use Case maßgeblichen Einfluss auf das resultierende Ladeverhalten und damit auch auf die Möglichkeit zur Integration von EFZ in die Netze hat [6], [7], [8]. Demnach werden im Folgenden die

Netzurückwirkungen des modellierten Use Cases „Arbitrage am Spotmarkt“ anhand von 1206 existierenden Niederspannungsnetzen mit dem Verteilnetz- und Energiesystemmodell „GridSim“ für das Jahr 2040 untersucht.

Simulative Abbildung der zukünftigen Netzbelastung

Die Netzurückwirkungen von EFZ im Rahmen des betrachteten Use Cases werden mit dem Verteilnetz- und Energiesystemmodell GridSim bestimmt. Das an der FfE entwickelte Modell ermöglicht mittels Lastflussberechnungen detaillierte Simulationen der zukünftigen Belastung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen [9], [10], [11]. Der Arbitrage Use Case wird mit dem Optimierungsmodell ResOpt umgesetzt, mit welchem die Lastgänge von flexiblen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern kostenoptimal mittels linearer Optimierung auf Gebäudeebenen bestimmt werden können und welches in GridSim eingebunden ist [12].

Das schematische Vorgehen zur Bestimmung der zukünftigen Netzbelastung unter Berücksichtigung am Spotmarkt optimierter, bidirektionaler EFZ mithilfe des Verteilnetzsimulationsmodells GridSim ist in Abbildung 1 dargestellt

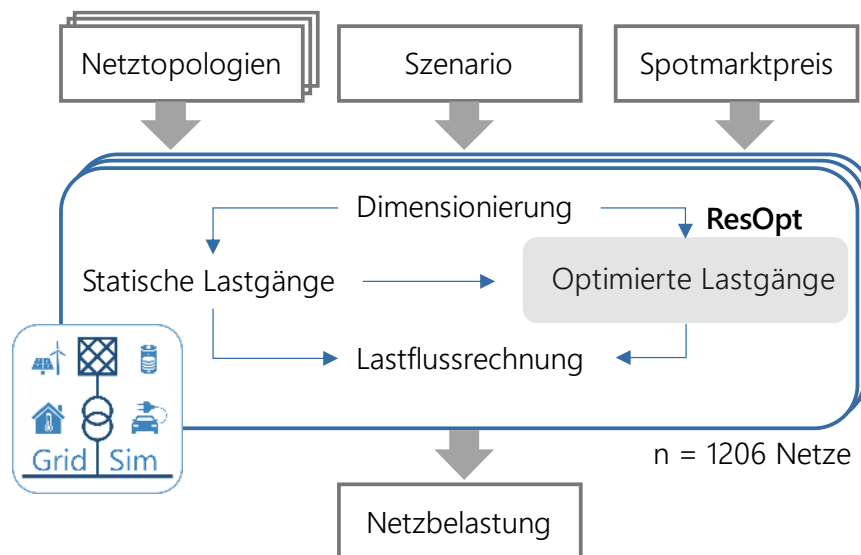


Abbildung 1: Schematisches Vorgehen zur Bestimmung der zukünftigen Netzbelastung optimierter EFZ mit realen Niederspannungsnetzen im Verteilnetzsimulationsmodell GridSim

Für eine möglichst fundierte Aussage zur zukünftigen Netzbelastung wurden in einem vorgelagert Prozess 1206 reale Niederspannungsnetze aus Bayern (Deutschland) mit einer weitreichenden Spannweite unterschiedlicher Charakteristika hinsichtlich Transformatorgröße, Leitungslängen, versorgter Hausanschlüsse, etc., wie in [13] beschrieben, für die Verwendung in GridSim aufbereitet. Diese Netze wurden weiterhin Knotenscharf auf Gebäudeebene mit den realen Verbrauchsdaten für Wohneinheiten (WE), Gewerbebetriebe (GHD) und Power-to-Heat Systeme (PtH), also Wärmepumpen (WP) und elektrische Speicherheizungen (ESH), als auch mit der bekannten installierten Leistung von PV-Anlagen (PV) verknüpft. Für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) werden die gemessenen Lastgänge verwendet.

Aufbauend auf der heutigen Netzbelegung wurden auf Netzknoten regionalisierte Szenarien für EFZ, PtH, PV und stationäre Batteriespeicher (SBS) für das Jahr 2040 nach der in [13] veröffentlichten Methodik verwendet.








Parameter und Dimensionierung		Statische Lastgangmodellierung	
 EFZ		Durchdringung: 109 %	
Lade- / Entladeleistung	11 kW	Lastgänge für private EFZ (zu Hause oder beim Arbeitgeber ladend) werden anhand agentenbasierter Fahrprofile sowie einem ermittelten Energiebedarf je Fahrt abhängig von Geschwindigkeit und Temperatur erstellt. Gewerbliche EFZ werden basierend auf [14] nach [15] modelliert. Im Referenzfall werden alle EFZ direkt nach Ankunft mit voller Leistung vollständig geladen.	
Lade- / Entladewirkungsgrad	94 %		
Kleinwagen (27,6 %)*	38 kWh		
Mittelklassewagen (40,6 %)*	60 kWh		
Oberklassewagen (31,8 %)*	100 kWh		
* Basierend auf [5]			
 WP		Durchdringung: 45 %	
Wärmepumpe mit kombiniertem Warmwasserspeicher dimensioniert nach [16], [17], [18] und basieren auf der maximalen Wärmelast bei Normaußentemperatur.		Wärmegeführt basierend auf [19], [20], [21] und beschrieben in [10]. Zusätzlich decken WP den nach [22] modellierten Trinkwarmwasserbedarf und wurden in [23] um einen temperaturabhängigen Leistungskoeffizienten erweitert.	
 ESH		Durchdringung: 2 %	
Dimensioniert auf Grundlage des maximalen Wärmebedarfs eines Normtages bei einer maximalen Ladezeit von 10h [24].		Wärmebedarf deckend in Anlehnung an WP. ESH werden, wie heutzutage von VNB verwendet, gleichen Anteils in Rückwärts- und Vorwärts-ladende ESH aufgeteilt, beginnend um 10 Uhr abends bzw. abschließend um 6 Uhr morgens. [25]	
 PV		Durchdringung: 24 %	
Modellexogene Vorgabe der installierten Leistung je PV-Anlage anhand der Regionalisierung nach [13], Azimut und Modulneigung zufällig verteilt basierend den EEG-Leistungsklassen nach einem Deutschlandmittel aus [26].		Lastgänge modelliert nach [27] basierend auf Einstrahlungsdaten der jeweiligen Region des Netzes nach [28] und weiteren Daten von [29] begrenzt auf 70 % der installierten Leistung nach §9 EEG 2017.	
 SBS		Durchdringung: 10 %	
Kapazität	1 kWh _{SBS} pro kWp _{PV} , Maximal 18 kWh nach [30]	SBS laden im Referenzfall die Überschussenergie der PV-Anlage abzüglich der Lasten von WE, GHD, RLM oder PtH und entladen bei positiver Residuallast.	
Leistung	Kapazität _{SBS} * 0,44 kW/kWh nach [31]		
 WE		Verwendung von passend zum Jahresenergieverbrauch der realen WE gezogenen, mittels Markow-basiertem bottom-up-Modell [22] nach statistischem Nutzerverhalten [32] erzeugten, Lastgängen.	
 GHD, RLM		Verwendung von Standardlastprofilen nach [33] skaliert anhand realer Jahresenergieverbräuche.	
GHD	Dimensioniert nach realem Jahresenergieverbrauch.	GHD	Auf das Wetterjahr der Simulation verschobene, gemessene Lastgänge.
RLM	Dimensioniert anhand gemessener Lastgänge.	RLM	

Abbildung 2: Für die Simulation maßgebende Parameter, Dimensionierungsvorschriften und Erläuterungen zur statischen Lastgangmodellierung der in den Netzen verorteten Komponenten für das Bezugsjahr 2040

Die verwendeten Parameter und Dimensionierungsvorschriften sowie die Methodik zur Abbildung statischer Lastgänge sind in Abbildung 2 aufgeführt. Die angegebene Durchdringung beschreibt die Anzahl der jeweiligen Komponente bezogen auf die Gebäudeanzahl. Demnach sind im Jahr 2040 durchschnittlich mehr als ein EFZ pro Gebäude verortet. Insgesamt wurden in den 1206 Niederspannungsnetzen 44.628 Gebäude abgebildet.

Im Anschluss an die Parametrisierung, Dimensionierung und statische Lastgangerstellung erfolgt der Aufruf des Optimierungsmodells ResOpt auf Gebäudeebene, welches im folgenden Kapitel beschrieben wird. Sind alle Lastgänge erstellt, wird je Hausanschluss die Residuallast gebildet und in OpenDSS eine Lastflussberechnung mittels Newton-Raphson Methode [34] in 15 Minuten Zeitschritten eines Jahres durchgeführt. Als Wetter- und Strukturjahr wird das Jahr 2012 verwendet.

Modellierung des Use Cases „Arbitrage am Spotmarkt“

Beim betrachteten Use Case „Arbitrage am Spotmarkt“ werden EFZ und SBS auf Basis von Preisunterschieden am Spotmarkt zu Zeiten günstiger Preise geladen und zu Zeiten hoher Preise entladen. Durch die Nutzung der Preisdifferenzen können Erlöse mit der Flexibilität des Speichers erzielt werden [35]. Im Gegensatz zu Use Cases, bei denen der Speicher ausspeist, um den Eigenverbrauch bei vorhandener PV Anlage am Hausanschluss zu erhöhen (Für EFZ auch Vehicle-to-Home genannt: V2H) [12] oder bei Geschäftskunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) dazu dient, die Jahresleistungsspitze durch gezieltes Ausspeisen zu senken (Vehicle-to-Business: V2B) [15], wird beim Arbitrage Use Case gezielt Energie in das Netz zurückgespeist (Vehicle-to-Grid: V2G).

Für die Abbildung des Use Cases an HA mit flexiblen Verbrauchern oder Speichern, wie beispielsweise EFZ oder stationären Batteriespeichern (SBS), wird das Optimierungsmodell ResOpt verwendet, welches in [36] entwickelt worden ist und in [37], [15] und [38] weiterentwickelt wurde. Mithilfe von ResOpt wird durch die Lösung eines linearen Optimierungsproblems eine Kostenminimierung durch modifiziertes Lade- und Entladeverhalten für EFZ und SBS am HA erzielt. Für EFZ wird dabei Mobilitätsverfügbarkeit sichergestellt, in dem ein EFZ bis zur nächsten Abfahrt zu mindestens 70 % geladen ist bzw. den Bedarf der nächsten Fahrt decken kann, falls dieser die 70 % überschreitet. Um ein Mindestmaß an Mobilität zu garantieren, wird ein EFZ zusätzlich nach Ankunft direkt auf einen SOC von 30 % geladen, falls dieser während der Fahrt unterschritten wurde.

Die in der aktuellen Version von ResOpt bestehenden Entscheidungsvariablen ermöglichen bereits ein kostenoptimales Verhalten. Durch entsprechende Definition von Preisstrukturen wurden bereits V2H (Eigenverbrauchserhöhung oder Tarifoptimiertes Laden) sowie V2B (Spitzenlastkappung) Use Cases abgebildet [23], [12]. In Abbildung 3 ist auf der linken Seite ein HA mit EFZ und PV-Anlage dargestellt, an dem das EFZ zur Eigenverbrauchserhöhung lädt (siehe Markierung A, V2H) und zur Deckung der abendlichen Haushaltslast entlädt (Markierung B, V2H), da die angenommene Vergütung bei Rückspeisung in das Stromnetz mit 8 ct/kWh (basierend

auf der Vergütung nach EEG 2021 für PV-Anlagen < 10 kW [39] geringer ist als der Bezugspreis mit ca. 30 ct/kWh.

Der Arbitrage Use Case (V2G) wird durch eine Anpassung der Preisstruktur in Anlehnung an Arbitrage-Geschäftsmodelle von Großbatteriespeichern umgesetzt. Hierfür wurde eine Day-Ahead-Preiszeitreihe basierend auf [40] und [41] sowie weiterhin beschrieben in [23] für das Jahr 2040 verwendet, wie auf der rechten Seite von Abbildung 3 oben zu sehen ist. Für den Strom, der zum Arbitrage Handel zwischengespeichert wird, werden analog zu Heimspeichern Umlagen nach StromNEV und AbLaV sowie die Konzessionsabgabe von 2,1 ct/kWh angenommen [42]. Für das Einspeisen ins Netz wird der aktuelle Börsenpreis vergütet, womit ebenfalls eine implizite PV-Direktvermarktung in Anlehnung an „Post-EEG“ Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) dargestellt wird. Dies führt, wie in Abbildung 3 zu sehen ist, zum Laden der EFZ zu niedrigen Preisen (Markierung A, V2G) und einem entladen bei höherem Preisniveau, was anhand der negativen Residuallast am HA verursacht durch das EFZ zu sehen ist (Markierung B, V2G). Vereinfachend wird im Optimierungsmodell für die Energiekosten des Haushaltes, die nicht im Fokus dieser Veröffentlichung stehen, das gleiche Abgaben- und Umlagensystem angenommen, da die Haushaltslasten nicht optimiert und somit nicht vom Strompreis beeinflusst werden. Durch die Vernachlässigung von Zusatzabgaben des Haushaltstroms wie Steuern, Vertriebskosten und Umlagen, die nach [43] für das Jahr 2040 mit 15,7–21,7 ct/kWh angenommen werden können, werden Speicherverluste des aus dem Netz bezogenen und zur späteren Verwendung zwischengespeicherten Stroms unterschätzt.

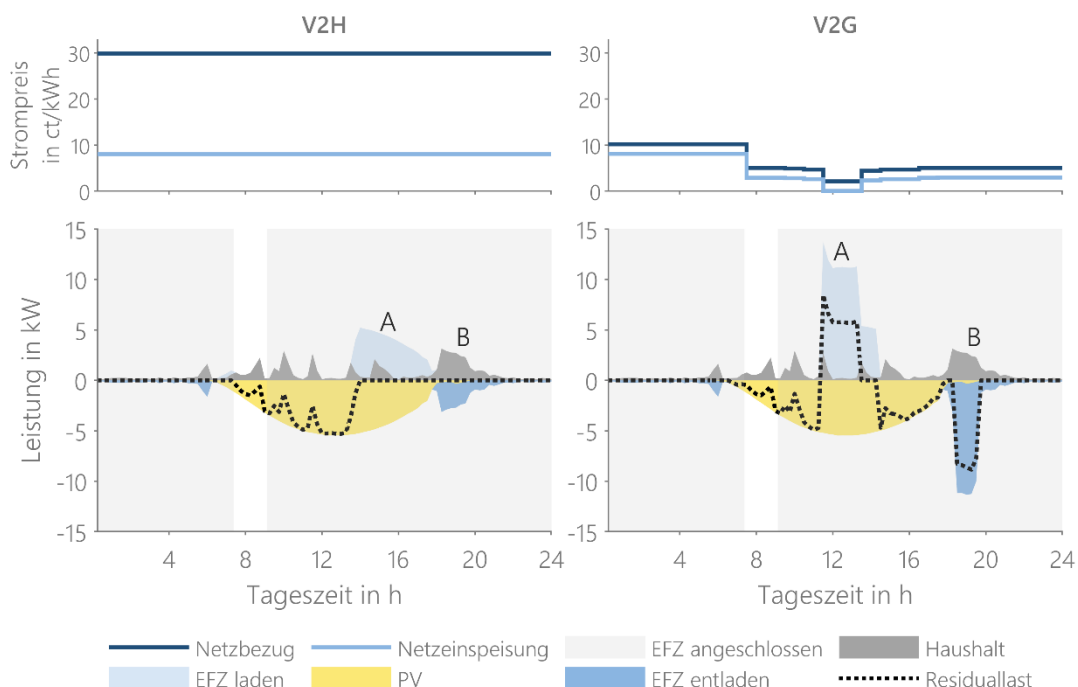


Abbildung 3: Gegenüberstellung der Lastgänge eines optimierten HA mit EFZ und PV-Anlage mit Eigenverbrauchserhöhung (V2H) sowie dem Arbitrage Use Case (V2G)

Im Folgenden wurden drei Szenarien inklusive des Referenzfalls simuliert, welche in Tabelle 1 dargestellt sind. Der Referenzfall basiert auf Verwendung der in Abbildung 2 beschriebenen statischen Lastgänge. EFZ laden somit direkt nach Ankunft vollständig und mit voller Leistung. SBS laden den verfügbaren PV-Überschuss. Im Szenario V2H führen alle HA, welche mind. ein EFZ bzw. SBS sowie eine PV-Anlage haben, eine Eigenverbrauchserhöhung durch, wie in Abbildung 3 dargestellt wurde. Im Szenario V2G nimmt hingegen jeder HA mit EFZ oder SBS am Arbitrage Handel teil. Im Szenario V2G/V2H werden hingegen 50 % der HA eigenverbrauchsoptimiert und 50 % der HA nehmen am Arbitrage Handel teil. Die Zuweisung des jeweiligen Use Case auf die HA erfolgt zufällig, unterliegt aber den dargestellten Bedingungen. Die resultierenden Anteile der HA, welche am entsprechenden Use Case teilnehmen sind, ebenfalls Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Simulierte Szenarien mit den Anteilen optimierter HA und EFZ abhängig vom Use Case

Szenario	Use Case	Bedingung für HA	Anteil der HA in %
V2H	Eigenverbrauchserhöhung	EFZ SBS + PV	20,2
V2G/ V2H	50 % Arbitrage	EFZ SBS	37,4
	50 % Eigenverbrauchserhöhung	EFZ SBS +PV	10,1
V2G	Arbitrage	EFZ SBS	74,3

* An 0,3 % der HA wird aufgrund einer RLM Spitzenlastkappung betrieben (V2B)

Analyse des Ladeverhaltens der optimierten Elektrofahrzeuge

Eine relevante Größe zum Verständnis der Auswirkungen des Lade- und Entladeverhalten von Kunden auf die Netze ist die resultierende maximale gleichzeitige Leistung, die pro versorgten Hausanschluss berücksichtigt werden muss. In der Vergangenheit waren in der Niederspannung wenige Kilowatt pro Hausanschluss im Planungsprozess ausreichend, was sich sowohl durch zunehmende Elektrifizierung als auch verändertes Verhalten aufgrund externer Einflussgrößen, wie es der Arbitrage Use Case darstellt, ändern kann [12]. In Abbildung 4 sind die resultierenden, maximalen gleichzeitigen Bezugs- und Einspeiseleistungen je HA in Abhängigkeit der Anzahl versorgter HA abgebildet. Es wurden ausschließlich HA betrachtet, an denen keine Gewerbe angeschlossen sind, da Gewerbelastgänge bereits hohe Spitzenlasten haben können, was einen Vergleich der HA verzerren würde. Es sind die Szenarien V2H (A), V2H/V2G (B) und V2G (C) dargestellt.

Es ist zu sehen, dass mit zunehmendem Anteil am Arbitrage Use Case (V2G) teilnehmender Hausanschlüsse sowohl Bezugs- und Einspeiseleistung im Mittel zunehmen. So liegt die durchschnittliche maximale Bezugsleistung der HA für den V2H Use Case bei 7,7 kW, steigt bei 50 % V2G auf 10,2 kW und wenn alle HA am Arbitrage Use Case teilnehmen auf 14,5 kW. Noch deutlicher steigt die durchschnittliche maximale Einspeiseleistung durch den Arbitrage Use Case von -2,1 kW (V2H) über -6,0 kW (V2G/V2H) auf -10,9 kW (V2G).

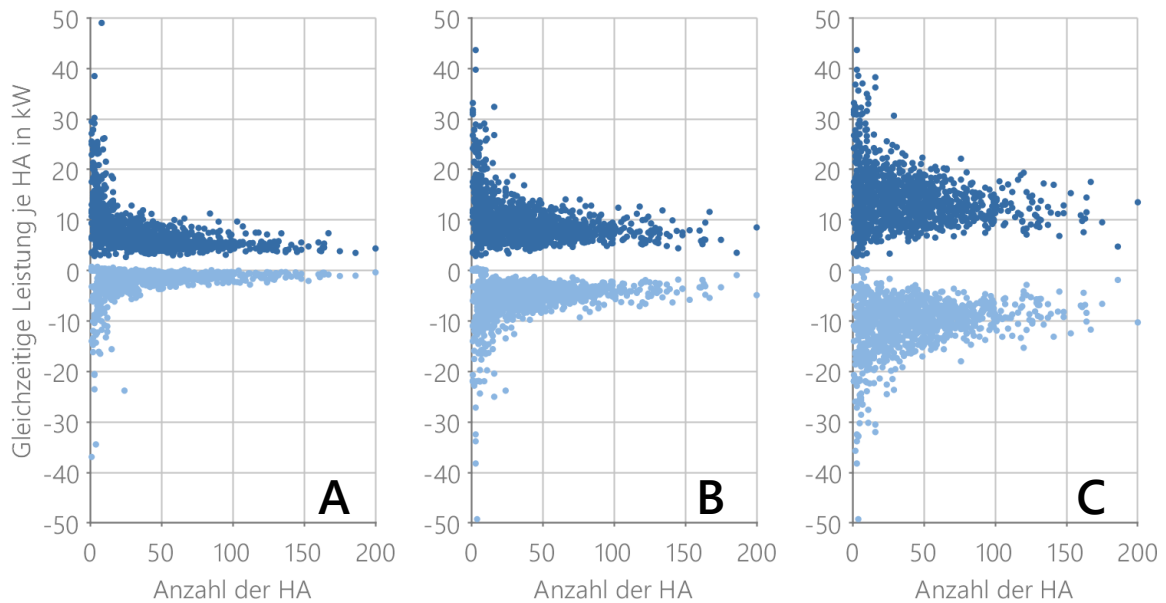


Abbildung 4: Maximale und minimale gleichzeitige Leistung je Hausanschluss (HA) der HA ohne Gewerbe im Jahr 2040 für die Szenarien V2H 0% Arbitrage (A), V2G/V2H 50% Arbitrage (B) und V2G 100% Arbitrage (C)

Im V2H Use Case wird die gleichzeitige Einspeiseleistung der HA ausschließlich durch PV-Anlagen bestimmt, wohingegen im V2G Use Case zusätzlich EFZ ausspeichern und diese am HA erhöhen. Dies zeigt sich auch an der höheren Ladeaktivität der EFZ. So beziehen EFZ durchschnittlich 2,5-mal mehr Energie (V2G ggü. V2H) und entladen diese auch größtenteils wieder ins Netz, um die Kosten am HA durch die Nutzung der Preisdifferenzen am Spotmarkt und entsprechendes Zwischenspeichern zu optimieren.

Ergebnisse der zukünftigen Netzbelastungen

Die Auswirkungen des Arbitrage Use Cases auf die Niederspannungsnetze werden in Abbildung 5 dargestellt. Hierbei gilt ein Netz als überlastet, sobald die Belastung eines Transformators oder Kabels in einem Zeitschritt über 100 % beträgt oder die Spannung an einem HA außerhalb des zulässigen Bereichs von $\pm 6\%$ der Nennspannung liegt [44].

Ausgehend vom Referenzfall im Jahr 2040, in dem EFZ direktladen und SBS ausschließlich PV-Überschuss zwischenspeichern wird im V2H Use Case die Anzahl überlasteter Netze leicht von insgesamt 42,9 % auf 42,1 % reduziert, wie bereits in [23] gezeigt worden ist. Ein zunehmender Anteil HA mit dem Arbitrage Use Case führt lastseitig zu einer Verdopplung überlasteter Transformatoren von 32,6 % bis zu 65,3 % sowie zu einer Erhöhung des Anteils der Netze mit unteren Spannungsbandverletzungen um 32,3 Prozentpunkte auf 65,6 %. Bezogen auf lastbedingte Transformatorüberlastungen und untere Spannungsbandverletzungen zeigen sich durch den Arbitrage Use Case gegenüber dem in [23] untersuchten Use Case zu bidirektionalen, ebenfalls spotmarktoptimiert geladenen EFZ (vgl. [23], Szenario: bidi,var) nur eine sehr geringe Zunahme überlasteter Netze von 0,2 – 0,8 %. Lastseitig führt die Teilnahme am Arbitrage Use Case demnach in keinem signifikanten Maß zu zusätzlichen Netzüberlastungen verglichen mit dem bidirektionalen, spotmarktoptimierten Use Case, in dem nur zur Deckung der Haushaltslast (V2H)

ausgespeist wird [23]. Dies zeigt ebenfalls, dass die Vernachlässigung der Zusatzabgaben des Haushaltstroms zu keinen zusätzlichen Netzüberlastungen führt.

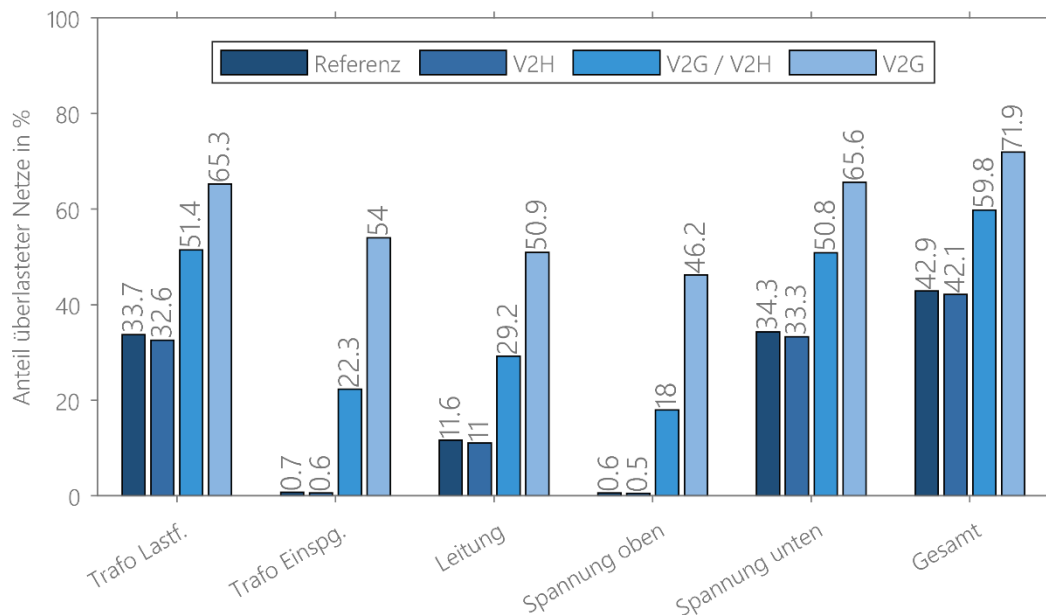


Abbildung 5: Anteil der 1206 Niederspannungsnetze mit Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen für das Jahr 2040 im Referenzfall sowie den Szenarien V2H, V2H/V2G und V2G

Aufgrund der Häufigkeit, mit der EFZ mit hoher Leistung gleichzeitig einspeisen, werden im Arbitrage Use Case (V2G) 54 % der Transformatoren im Rückspeisefall überlastet. Demgegenüber kam es im Referenz- und V2H-Szenario nur in 0,6 % bzw. 0,7 % der Netze zu rückspeisebedingten Trafoüberlastungen. Ebenso werden aufgrund ausspeichernder EFZ obere Spannungsbandverletzungen in zusätzlichen 45,7 % (ggü. V2H) der Netze beobachtet. Auch die Anzahl von Netzen mit überlasteten Leitungen steigt durch den Arbitrage Use Case von 11 % auf 50,9 % der Netze an. Es sind zusätzlich 253 Kilometer Kabel von Überlastungen betroffen, was 9 % der gesamten Leitungslänge in den Netzen entspricht. Insgesamt kommt es in 71,9 % und damit in 867 Netzen zu mindestens einer Art der Überlastung im Arbitrage Use Case, was einer Erhöhung um 30 % gegenüber dem Referenzszenario entspricht.

Bei Betrachtung aller Zeitschritte mit oberen Spannungsbandverletzungen oder rückspeisebedingten Betriebsmittelüberlastungen zeigt sich im V2H Use Case, dass die zur Überlastung führende Leistung im Mittel zu 99,8 % durch PV-Anlagen verursacht wird, da SBS und EFZ in diesem Fall nur zur Eigenverbrauchserhöhung ausspeichern. Im Arbitrage Use Case resultiert die zur Überlastung führende Leistung hingegen zu 92,1 % durch entladende EFZ, zu 5,4 % aus SBS und nur noch zu 2,9 % aus PV-Anlagen. Auch bei unteren Spannungsbandverletzungen sowie lastbedingten Betriebsmittelüberlastungen nimmt der Anteil der EFZ an der Leistung zu kritischen Zeitpunkten deutlich zu und steigt ausgehend vom V2H Use Case von 28,1 % auf 74,9 %. Die Mittlere Leistung der WP hingegen wird durch die EFZ Last verdrängt und sinkt von 49,3 % (V2H) auf 11,8 % (V2G). Zusätzlich zur durch den Arbitrage Use Case erhöhten Anzahl überlasteter Netze steigt auch die maximale Auslastung der Transformatoren zunehmend, wie in Abbildung 6 anhand der maximalen Trafoauslastung in Abhängigkeit der versorgten HA zu sehen ist.

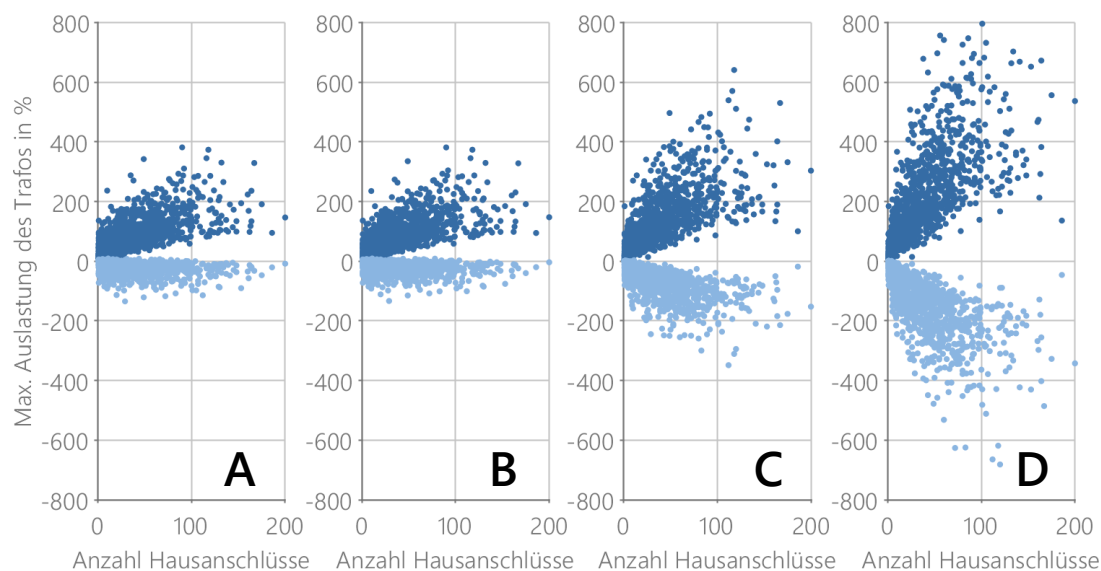


Abbildung 6: Maximale Auslastung des Trafos aufgrund von Last und Erzeugung für das Jahr 2040 im Referenzfall (A) sowie den Szenarien V2H (B), V2G/V2H (C) und V2G (D)

Im Referenzfall sowie dem V2H Use Case liegt die maximale Auslastung der Trafos im Mittel bei 88,9 % bzw. 87,2 % und steigt mit zunehmendem Anteil am Arbitrage Use Case teilnehmender HA auf 131,2 % bzw. 220,8 %. Gleichzeitig steigt auch aufgrund der zunehmenden Rückspeisung der zeitliche Anteil an Überlastung durch Rückspeisung gegenüber den lastbedingten Überlastungen in Arbitrage Use Case im Mittel auf 16,3 % gegenüber 0,17 % im V2H Use Case und 0,29 % im Referenzfall. Die Anzahl an Stunden in Überlast steigt im Mittel ebenfalls um 115 % auf 670 Stunden.

Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass die zukünftige Netzbelastung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge sehr stark davon abhängig ist, wie diese zukünftig geladen werden. Durch eine auf Nutzersicht optimierte Betriebsweise kann auch im Falle einer PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H) kein signifikanter netzentlastender Beitrag geleistet werden (-1,8 %). Eine systemische Optimierung basierend auf Börsenpreisen mit Rückspeisung in das Stromnetz führt in den Niederspannungsnetzen auf Grund der stark steigenden gleichzeitigen maximalen Last je Hausanschluss (+88 %) zu deutlich mehr und stärker überlasteten Netzen. Dieser Effekt tritt auch auf, wenn nicht alle Elektrofahrzeuge entsprechend vermarktet werden, sondern nur eine gewisse Anzahl. Generell sorgt allerdings eine Variation von Betriebsweisen und Optimierungszielen zu einer Reduktion der maximalen Gleichzeitigkeit. Im Fall von Elektrofahrzeugen und den damit verbunden verhältnismäßig hohen Ladeleistungen im Gegensatz zu anderen Anwendungen im Verteilnetz, kann eine Flexibilitätsnutzung jedoch sehr schnell zu Überlastungen führen.

Bei der Bewertung der Ergebnisse sei darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Studie nur Niederspannungsnetze des VNBs Bayernwerk Netz GmbH betrachtet wurden und somit ggf. in andern Netzgebieten auf Grund individueller Planungsgrundsätze oder Versorgungskonstellationen abweichende Ergebnisse resultieren können. Ebenso muss beachtet werden, dass es sich im vorgestellten Modell um ein Optimierungsmodell mit perfekter Prognose handelt und dies somit eine

maximale Abschätzung darstellt. Auch die Annahmen, dass die Elektrofahrzeuge am Hauptladeort immer angesteckt werden und je EFZ eine Wallbox zur Verfügung steht entsprechen einer Maximalabschätzung.

Inwiefern die Flexibilität der Elektrofahrzeuge auch netzentlastend eingesetzt werden kann oder durch Eingriffsmöglichkeiten des VNBs die gezeigten Überlastungen reduziert werden können, bedarf weiterer Forschung. Mögliche Ausprägungen für eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung, z.B. das Modell der Spitzenglättung als Weiterentwicklung von §14 a EnWG [45] oder variable/dynamische Netznutzungsentgelte, werden aktuell im Projekt BDL [46] und unIT-e² [47].

Wenn Sektorkopplung zur systemischen Integration ermöglicht werden soll, muss die zugrundeliegende Regulatorik angepasst werden, da ein wie in diesem Beitrag modellierter Arbitrage Use Case anhand bestehender Regulatorik aktuell nicht umgesetzt werden könnte.

Förderung und Projekt

Die Erarbeitung der in dieser Publikation beschriebenen Inhalte erfolgt durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Verbundprojekt „Bidirektionales Lademanagement“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen: **01MV18004F**).

Literaturverzeichnis

- [1] Klimaschutz in Zahlen: Sektorenziele 2030. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2018.
- [3] Bundesregierung: Klimaschutz - Verkehr. In: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/verkehr-1672896>. (Abruf am 2020-04-05); Berlin: Bundesregierung, 2020.
- [4] Fakten und Argumente: Meinungsbild E-Mobilität. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- [2] Pressemitteilung Nr. 01/2021 - Elektromobilität in Deutschland auf der Überholspur. In: https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/Allgemein/pm01_2021_E_Antrieb.html. (Abruf am 2021-01-30); Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.
- [5] Hinterstocker, Michael et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.
- [6] Muñoz, Edgar Ramos et al.: Electric vehicle charging algorithms for coordination of the grid and distribution transformer levels. In: Energy Vol. 113. Irvine: University of California, 2016.
- [7] Yin, WanJun et al.: Scheduling strategy of electric vehicle charging considering different requirements of grid and users. In: Energy Vol. 232. Xi'an: Xidian University, 2021.
- [8] Gemassmer, Jakob et al.: Challenges in Grid Integration of Electric Vehicles in Urban and Rural Areas. In: World Electric Vehicle Journal Vol. 12, Issue 4. Berlin: Reiner Lemoine Institut gGmbH, 2021.

- [9] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- [10] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [11] Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, 2017
- [12] Müller, Mathias et al.: Future grid load with bidirectional electric vehicles at home. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021
- [13] Schulze, Yannic et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.
- [14] Wermuth, Manfred: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) - Schlussbericht. Braunschweig: Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH, 2012
- [15] Jooß, Niklas: Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung - Optimised peak load shaving of bidirectional electric vehicles in commercial enterprises and analyses of the resulting distribution grid load. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Maschinenwesen, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas und Dr.-Ing. Kuhn, Philipp: München, 2021.
- [16] Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: <http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/>. Zülpich, 2013
- [17] von Oehsen, Amany; Fehr, Johannes; Brischke, Lars-Arvid; Pehnt, Martin; Mellwig, Peter: 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? - Band 4 Endbericht zur Aufstockung PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden. Heidelberg: ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2014
- [18] Planungsunterlage für den Fachmann - Logatherm WPL ... AR (Reversible Luft-Wasser- Wärmepumpe). Wetzlar: Buderus Heiztechnik GmbH, 2014
- [19] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW, VKU, GEODE, 2013
- [20] Michael, Hinterstocker; Benedikt, Eberl; Von Roon, Serafin: Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- [21] Hellwig, Mark: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile - Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2003

- [22] Müller, M.; Biedenbach, F.; Reinhard, J. Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. *Energies* 2020, 13, 3843.
- [23] Müller, Mathias et al.: Impact of behind the meter optimized bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. Eingereicht in: *Energy*, Elsevier 2022.
- [24] Stadler, Prof. Dr.-Ing. Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- [25] Köppl, Simon et al.: C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands - Abschlussbericht der FfE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020.
- [26] Marktstammdatenregister - Öffentliche Einheitenübersicht. In: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2019-03-07); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- [27] Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.
- [28] Schroedter-Homscheidt, Marion et al.: User's Guide to the CAMS Radiation Service - Status December 2016. Shinfield Park: ECMWF, 2016.
- [29] Schulz, Jan-Peter; Schättler, Ulrich: Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011
- [30] Sauer, Dirk Uwe et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Speichermonitoring 2018. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018.
- [31] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- [32] Wichtige Informationen zur Nutzung des Scientific-Use-Files der Zeitverwendungserhebung 2012/2013. Bonn: Statistisches Bundesamt, 2015.
- [33] VDEW et al.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Cottbus: VDEW, 1999.
- [34] Simulation Tool – OpenDSS. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 2015.
- [35] Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: *Applied Energy* online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- [36] Englberger, Sabine: Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid Effects - Optimierte Prosumer-Haushalte mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen: eine techno-ökonomische Analyse der Eigenverbrauchserhöhung, Batterienutzung, und Verteilnetzauswirkungen. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM),

betreut durch Prof. Dr.-Ing Wagner, Ulrich; Prof. Dr.-Ing Mauch, Wolfgang; Müller, Mathias: München, 2020.

- [37] Morlock, Elena Sophie: Entwicklung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells für Vehicle-to-Home-Systeme - Analyse der Erlöspotenziale von bidirektionalen Elektrofahrzeugen durch Eigenverbrauchserhöhung sowie durch tarifoptimiertes Laden und Entladen anhand eines Optimierungsmodells in MATLAB. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Berlin, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin, 2020.
- [38] Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies (eingereicht). Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.
- [39] International Journal of Sustainable Energy Planning and Management - Cost and self-consumption optimised residential PV prosumer systems in Germany covering residential electricity, heat and mobility demand. Vol. 21 2019 35–58. Regensburg, Lappeenranta: OTH Regensburg, LUT University Lappeenranta, 2019.
- [40] Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [41] eXtremOS Website. In: <https://extremos.ffe.de>. (Abruf am 2021-05-07); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2021.
- [42] Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020.
- [43] Dossow, Patrick et al.: FfE Discussion Paper: Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [44] dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2012.
- [45] Zander, Wolfgang et al.: Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [46] Bidirektionales Lademanagement (BDL) - Intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem. In: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/mobilitaet/932-bidirektionales-lademanagement-bdl-intelligentes-zusammenspiel-von-elektrofahrzeugen-ladeinfrastruktur-und-energiesystem>. (Abruf am 2021-01-29); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [47] Köppl, Simon et al.: uniT-e² - Reallabor für verNETZte E-Mobilität. In: <https://www.ffe.de/projekte/unit-e2-reallabor-fuer-vernetzte-e-mobilitaet>. (Abruf am 2022-01-02); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.