Optimale Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Vehicle-to-Grid

Tilman Huhne, Julian Schultheiß, Magnus Wobben, Patrick Wörner und Oliver Wohak

Erneuerbare Energien tragen bereits über 40 % zum deutschen Bruttostromverbrauch bei. Für den Netzbetrieb stellen die stark fluktuierenden Einspeiseleistungen eine große Herausforderung dar. Da andererseits die Verfügbarkeit klassischer Systemdienstleistungen über grundlastfähige Kraftwerke tendenziell zurückgeht, wächst der Bedarf an Alternativen. Die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität kann Abhilfe schaffen, indem verfügbare Batteriekapazitäten von Elektrofahrzeugflotten zur Netzstabilisierung eingesetzt werden. In einem Pilotprojekt entwickelte die Unternehmensberatung d-fine einen Algorithmus für die Steuerung der verfügbaren Ladekapazitäten und analysierte auf dieser Basis den erzielbaren wirtschaftlichen Mehrwert.

Durch die Energiewende steigen Aufwände und Kosten für die Gewährleistung von Netzstabilität

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt weiterhin zu strukturellen Veränderungen im deutschen Strommarkt. Die Erzeugung erfolgt zunehmend dezentral und wird durch eine wachsende und damit immer stärker fluktuierende Stromeinspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen geprägt: Im Jahr 2019 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch bereits über 40 % [1]. Umgekehrt stieg der Bedarf an Systemdienstleistungen zur Sicherstellung der Netzstabilität. Die Erbringung dieser Dienstleistungen verursachte in Deutschland im Jahr 2018 saldierte Gesamtkosten von ca. 1,9 Mrd. € [2].

Elektrofahrzeuge stellen dezentrale Batteriekapazitäten bereit, die sich systemdienlich einsetzen lassen

Die im Rahmen der Sektorenkopplung entstehenden Synergien mit der Elektromobilität lassen sich sinnvoll für die Gewährleistung der Netzstabilität nutzen. So können große Flotten batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge über Vehicle-to-Grid als dezentrale Energiespeicher dienen und damit zukünftig einen gewissen Anteil des Regelleistungsbedarfs abdecken.

Potenzielle Anbieter von Regelreserve müssen im Vorfeld gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den Nachweis erbringen, dass sie den zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Präqualifikationsbedingungen entsprechen [3]. Hierbei gelten zwar Mindestangebotsgrößen von 1 MW, welche ein einzelnes Fahrzeug in der Regel nicht erfüllen kann. Es gibt allerdings die Möglichkeit, technische Erzeugungseinheiten zu bündeln, um die für die einzelnen Regelleistungsarten jeweils geltenden Mindestangebotsgrößen zu erreichen. Dies kann durch ausreichend große Flotten von Elektrofahrzeugen sichergestellt werden.

Im Rahmen eines Pilotprojekts von d-fine wird der erzielbare wirtschaftliche Mehrwert aus der Erbringung von Systemdienstleistungen für Elektroflotten auf Basis eines Simulationsverfahrens sowie einer optimierten Ladestrategie analysiert und ausgewertet. Die Quantifizierung der ökonomischen Potenziale erfolgt zunächst ungeachtet eventueller

- verteilnetzbezogener Restriktionen,
- Einschränkungen und Nichtverfügbarkeiten von Mess-, Kommunikations-, und Steuerungstechnik sowie
- rechtlicher Fragestellungen, insbesondere in Bezug auf Gewährleistung und Haftung.

Das Optimierungsmodell berücksichtigt die Märkte für Primär- und Sekundärregelleistung mit ihren wesentlichen Charakteristika: Während für Primärregelleistung (PRL) Ausschreibungen je Kalendertag stattfinden, wird Sekundärregelleistung (SRL) in Vier-Stunden-Blöcken angeboten. Zudem sind für SRL asymmetrische Angebote für Einspeise- oder Ausspeiseleistung möglich, während diese Unterscheidung für PRL nicht vorgesehen ist.

Ladestrategien müssen die Mobilitätsnachfrage decken und Systemdienstleistungen ermöglichen

Die Entwicklung von Ladestrategien berücksichtigt neben dem Bedarf an Regelleistung und Regelenergie sowie den zu erzielenden bzw. zu zahlenden Preisen auch die Mobilitätsnachfrage. Auf der Angebotsseite wird zwischen den repräsentativen Flottentypen „Retail“ (von Privathaushalten genutzte Fahrzeuge) und „Car-Sharing“ (Fahrzeuge kommerzieller Anbieter) unterschieden.

Annahmen für das Simulationsmodell

Die Fahrzeuge einer Flotte werden nach Abb. 1 in drei disjunkte Gruppen unterteilt, wobei sich die Zuordnung während eines Tages (mehrfach) ändern kann:

- *Gruppe 1:* Parkende Fahrzeuge, welche aktuell an einen Ladepunkt angeschlossen sind und damit Systemdienstleistungen erbringen können.

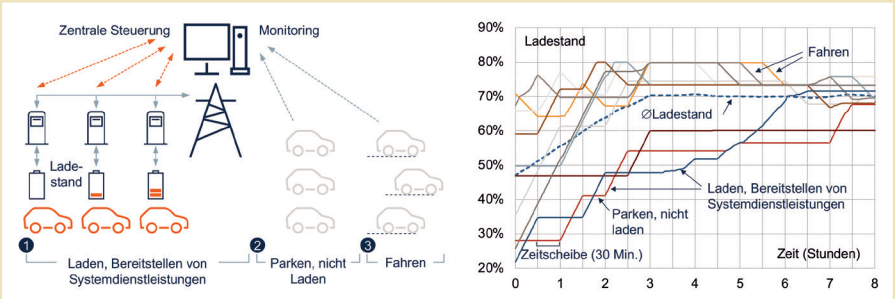

Abb. 1 **Gruppeneinteilung der Fahrzeuge einer Elektroflotte (links) und typisches Ladeprofil ausgewählter Fahrzeuge (rechts)**

- *Gruppe 2:* Parkende Fahrzeuge ohne aktuellen Anschluss an einen Ladepunkt. Zwar verbrauchen diese momentan keine Energie, können jedoch auch keine Systemdienstleistungen erbringen.
- *Gruppe 3:* Fahrzeuge in Benutzung, die nicht für Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen.

Der Anteil der Fahrzeuge in Gruppe 1 wird anhand von Mobilitätsprofilen für die Flottentypen „Retail" und „Car-Sharing" aus relevanten Studien festgelegt [4, 5].

Für die Abdeckung an Ladesäulen wird ein Wert von 50 % der parkenden Autos angenommen (Gruppen 1 und 2). Damit sind zu jedem Zeitpunkt weniger als 50 % der gesamten Flotte an entsprechenden Ladepunkten angeschlossen und für Systemdienstleistungen verfügbar. Weiter werden für die Fahrzeugflotte und die Ladeinfrastruktur folgende Annahmen getroffen:

- Die Flotte besteht aus 200 identischen Fahrzeugen mit einer Batteriekapazität von jeweils 40 kWh [6].
- Die Ladeinfrastruktur liefert eine maximale elektrische Lade- bzw. Entladeleistung von 11 kW [7] bzw. 8 kW [8].
- Lade- und Entladeverluste liegen bei jeweils 5 % der momentanen elektrischen Einspeise- bzw. Ausspeiseleistung.
- Fahrzeuge in Gruppe 3 verbrauchen 15 kWh je 100 km [6] bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 35 km/h [9].

Algorithmus zur Steuerung der Lade- und Entladevorgänge

Die einzelnen Lade- bzw. Entladevorgänge werden durch den Algorithmus so eingestellt, dass sowohl der nötige Ladestand für Mobilitätsanforderungen als auch die bedarfsgerechte Erbringung von Regelleistung möglichst zu jeder Zeit gewährleistet sind.

Die durch den Betrieb der Fahrzeuge voraussichtlich verbrauchte Energie wird zuzüglich der entsprechenden Ladeverluste mit exogen festgelegter, konstanter Gesamtladeleistung aus dem Netz entnommen und in den angeschlossenen Fahrzeugbatterien (Gruppe 1) gespeichert. Steigt der mittlere Ladestand der Flotte an oder fällt dieser ab, kann dieser mittels Zu- und Verkäufen zeitlich verzögert und durch eine vorherige Nominierung angepasst werden.

Mögliche Abrufe aus PRL und SRL werden zu Beginn jedes 10-Sekunden-Zeitschritts festgestellt und für Gruppe 1 durch eine entsprechende Anpassung der gesamten Ladeleistung über diesen Zeitschritt abgedeckt.

Die resultierende Ladeleistung wird durch den Algorithmus auf die einzelnen Fahrzeuge in Gruppe 1 allokiert, sodass Batterien mit einem vergleichsweise geringen Ladestand bevorzugt geladen, solche mit einem hohen Ladestand jedoch nachrangig geladen oder sogar entladen werden. Die Ladestände der Fahrzeugbatterien werden dabei möglichst in einem Band zwischen 20 % und 80 % der Kapazität gehalten.

Um die Mobilitätsanforderungen und Regelenergieabrufe möglichst in jedem Zeitschritt des Simulationszeitraumes gleichermaßen zu erfüllen, müssen die für die Erbringung von PRL und SRL angebotenen Anteile der verfügbaren Ladeleistung hinreichend konservativ eingestellt werden. Zeitschritte, in denen die Regelenergieabrufe nicht vollständig erfüllt werden oder der Ladestand von Fahrzeugbatterien unter 20 % absinkt, werden registriert und im Anschluss an den Simulationsdurchlauf angezeigt.

Simulationszeitraum und Regelleistungsabrufe

Für die Simulation der PRL-Abrufe werden die über den Zeitraum von 12 Monaten (Juli 2019 bis Juni 2020) [10] senkundenscharf gemessenen Frequenzabweichungen [11] herangezogen. Für den gleichen Zeitraum werden die entsprechenden Abrufe für negative SRL – d. h. Stromentnahmen aus dem Netz – berücksichtigt [12].

Mehrwert ergibt sich aus dem Vergleich der Ergebnisse ohne und mit Regelleistungserbringung

Die Ermittlung des wirtschaftlichen Mehrwerts der Regelleistungserbringung geschieht auf Grundlage

- der Aufwände für den Strombezug aus dem Netz (aus Arbeitspreis für Stromversorgung bzw. Erbringung von SRL),
- der Erträge aus Regelleistungserbringung (aus Leistungspreis, nur für PRL berücksichtigt) sowie
- der mit dem Betrieb verbundenen Entgelte, Abgaben, Umlagen und Stromsteuer (mögliche Effekte aus der Umsatzsteuer werden nicht berücksichtigt).

Gemäß § 61l EEG wird die EEG-Umlage nicht für den zum Zweck der Regelleistungserbringung zwischengespeicherten Anteil des Stromverbrauchs fällig. Dagegen werden sonstige Umlagen, Entgelte, Abgaben und die Stromsteuer für die Stromentnahme aus dem Netz vollständig angesetzt (§ 118 EnWG, § 15 StromNEV), was folglich den wirtschaftlichen Mehrwert schmälert [16].

Spezifische Investitionskosten für die erforderliche Infrastruktur im Sinne einer Vollkostenrechnung werden nicht berücksichtigt.

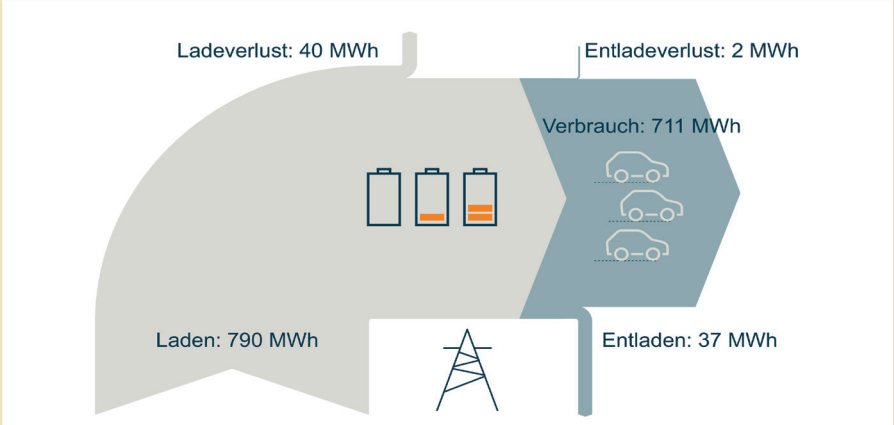

Abb. 2 Energieflüsse („Car-Sharing", 30 % PRL, 5 % SRL)

Vehicle-to-Grid zeigt insbesondere bei bidirektionaler Ladeinfrastruktur Mehrwertpotenziale

Wir betrachten zunächst den Fall einer **Car-Sharing-Flotte** mit **bidirektionaler Ladeinfrastruktur**.

Im Fall ohne Regelleistungserbringung (Basisszenario) werden 749 MWh Strom vom Versorger bezogen. Abzüglich der Ladeverluste von 38 MWh (aufgerundet) resultiert der Flottenverbrauch von 711 MWh.

In einem zweiten Szenario werden für die zeitgleiche Erbringung von PRL und negativer SRL 30 % bzw. 5 % der bei Anschluss jedes Fahrzeugs an einer Ladesäule maximal verfügbaren Ladeleistung von 200 × 11 kW angeboten. Mindestangebotsgrößen werden nicht berücksichtigt.

Über den Simulationszeitraum von 301 Tagen ergeben sich insgesamt die dargestellten Energieflüsse in Abb. 2. Der resultierende Saldo aus Lade- und Entladevorgängen von 753 MWh entspricht dem Flottenverbrauch von 711 MWh zuzüglich Lade- und Entladeverlusten. Der Flottenverbrauch wird durch die Stromaufnahme aus negativer SRL (702 MWh) und einem weiteren Netto-Strombezug von 55 MWh gedeckt, während sich die Stromflüsse aus PRL wegen der erwartungsgemäß nahezu symmetrischen Abrufe fast aufheben 155 MWh negativ, 159 MWh positiv):
790 MWh - 37 MWh = 753 MWh = 711 + 40 + 2 MWh = 702 + 155 - 159 + 55 MWh.

Der wirtschaftliche Mehrwert aus der Regelleistungserbringung im Vergleich zum Basisszenario ergibt sich aus

- dem durch SRL eingesparten Aufwand für Strombezug:
749 MWh × 70,6 €/MWh [13] - 55 MWh × 70,6 €/MWh - 702 MWh × 20 €/MWh [14] = **34.956 €**,
- den Erträgen aus der Erbringung von PRL:
200 × 0,011 MW × 30 % × 183 €/MW/Tag [15] × 301 Tage = **36.355 €** und
- der Differenz der mit der Stromentnahme aus dem Netz verbundenen Entgelte, Abgaben, Umlagen und Stromsteuer abzüglich der EEG-Umlage [13]: (-790 MWh - 749 MWh) × (185 – 64 €/MWh) = - **4.961 €**.

Auf ein Jahr hochgerechnet resultiert damit je Fahrzeug ein wirtschaftlicher Mehrwert von: (34.956 € + 36.355 € - 4.961 €)/200/301 × 365 = **402 €**.

Analog dazu können die in der Tab. 1 aufgeführten Ergebnisse für unterschiedliche Mobilitätsprofile, Angebotsgrößen an den Regelleistungsmärkten und Ladeinfrastrukturen (bidirektional oder unidirektional) berechnet werden. Für alle betrachteten Fälle werden sowohl die Anforderungen aus der Erbringung von Regelleistung als auch die Mobilitätsnachfrage in jedem Zeitschritt vollständig erfüllt.

Eine bidirektionale Ladeinfrastruktur bietet die Möglichkeit, die Ladestände der Batterien flexibel zu steuern und damit einen vergleichsweise großen Anteil der verfügbaren Ladeleistung an den Regelenergiemärkten anzubieten. Im Ergebnis bieten sich interessante Mehrwertpotenziale.

Insbesondere im unidirektionalen Fall ist der erzielbare Mehrwert eng mit dem Mobilitätsprofil und dem resultierenden Stromverbrauch verbunden. Einerseits bietet nur das perma-nente Nachladen die Möglichkeit, durch Drosselung der momentanen Stromaufnahme positive Regelleistung zu erbringen. Andererseits kann negative Regelleistung konsequenterweise nur dann dauerhaft erbracht werden, wenn der aufgenommene und gespeicherte Strom nach kurzer Zeit verbraucht wird.

Das Optimierungsmodell für die Ladestrategie ist flexibel einsetzbar und einfach zu parametrieren

Der entwickelte Algorithmus zur Optimierung der Ladestrategie lässt sich über eine Applikation steuern, die nach dem Simulationsdurchlauf die Ergebnisse visualisiert und damit weiterführenden Analysen zugänglich macht (siehe Abb. 3). Eingangsparameter wie die Charakteristika der Flotte und der vorhandenen Ladeinfrastruktur lassen sich flexibel anpassen.

Daneben kann auch eine Vielzahl weiterer Parameter wie etwa die Einteilung der Fahrzeuge in die unter Abb. 1 dargestellten Gruppen modifiziert und in Bezug auf Ausfallzeiten für die Regelleistungserbringung ausgewertet werden. Szenarien mit Ausfallzeiten sind trotz höherer Erlöspotenziale unrealistisch, da sie mit Einschränkungen bei der Regelleistungserbringung bzw. Deckung des Mobilitätsbedarfs einhergehen.

Zusammenfassung

Die Teilnahme an Regelenergiemärkten mittels zentraler Steuerung der Ladevorgänge für Elektrofahrzeugflotten bietet wirtschaftliche Vorteile. So können Flottenbetreiber Mehrwertpotenziale heben oder Verbraucher von geringeren Kosten für Systemdienstleistungen profitieren. Der weitere technologische Fortschritt, die zukünftige Überarbeitung des regulatorischen Rahmenwerks und die Entwicklung der Regelleistungsmärkte sind nach diesen Erkenntnissen Schlüsseltreiber für die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Vehicle-to-Grid-Projekte.

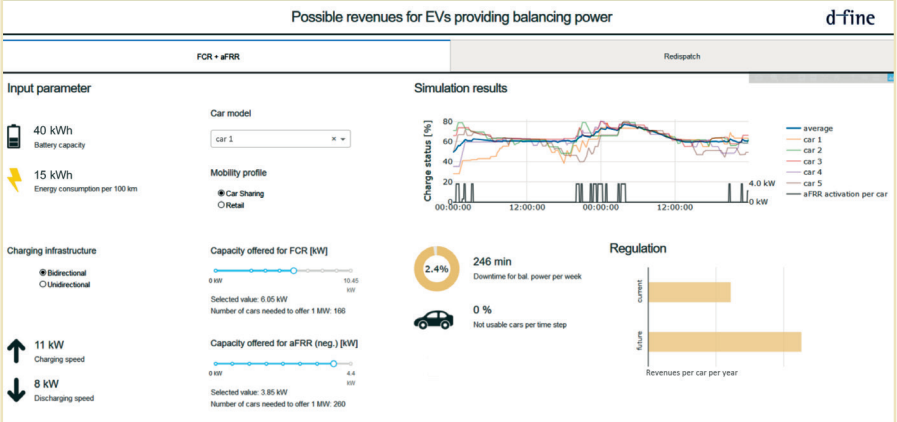

Abb. 3 Dashboard zur flexiblen Analyse der Wirtschaftlichkeit durch Variation der Eingangsparameter

Ausblick: Technologie und Regulierung als Schlüsseltreiber für Vehicle-to-Grid

Eine Verwendung von Vehicle-to-Grid zur Stabilisierung von Stromübertragungsnetzen hängt wesentlich von den technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Insbesondere die Verbreitung bidirektionaler Ladeinfrastruktur, Etablierung einheitlicher Kommunikationsstandards, Klärung von Haftungsfragen seitens der Automobil- bzw. Batteriehersteller und eine mögliche Aufhebung von Belastungen für systemdienliche Lade- und Entladevorgänge spielen hierbei eine außerordentlich wichtige Rolle und haben einen enormen Einfluss auf den potenziellen Mehrwert.

Dennoch kann bereits im heute geltenden Regulierungsumfeld und bei lediglich unidirektionaler Lademöglichkeit ein signifikanter Mehrwert für Mobilitätsprofile mit relativ langen Fahrstrecken (z.B. bei „Car-Sharing" oder Pendlern) sowie hinreichend großer Ladekapazität geschaffen werden.

Die dargestellten Berechnungen wurden auf Basis aktueller, wenngleich historischer Energiemarktdaten durchgeführt. Daher ist es wichtig zu beurteilen, inwieweit sich die Ergebnisse und Mehrwertpotentiale auch in zukünftigen Jahren realisieren lassen.

Der Bedarf an PRL wird sich laut Marktmeinung in den nächsten Jahren nicht signifikant verändern. Relevante Studien erwarten für den Regelleistungsmarkt in Deutschland weiterhin einen PRL-Bedarf zwischen ca. 550 MW und 600 MW für die Jahre 2030 bis 2040 [17]. Bei den zu erzielenden Preisen für PRL war in den letzten Jahren ein deutlicher Abwärtstrend zu erkennen. Die zukünftige Preisentwicklung hat einen maßgeblichen Einfluss auf die resultierenden PRL-Erlöse. Die Entwicklung der SRL ist aufgrund der Änderungen des Vermarktungsverfahrens in den letzten Jahren schwer zu beurteilen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Mehrwertpotentiale auf beiden Märkten in etwa symmetrisch entwickeln.

Auf Seiten der relevanten Mobilitätsprofile ist hingegen eine größere Dynamik zu erwarten: Die Hochlaufkurven der Elektromobilität im ÖPNV, der Einsatz von Elektrofahrzeugen bei innerstädtischen Lieferdiensten und die zunehmende Akzeptanz einer privaten Nutzung führen zu einer wachsenden Verfügbarkeit von Batteriekapazitäten. Der weitere Ausbau der Ladeinfrastruktur und zugehörigen Messeinrichtungen macht diese gezielt für Vehicle-to-Grid-Anwendungen nutzbar.

Tab. 1: Wirtschaftlicher Mehrwert für unterschiedliche Flottentypen und Angebotsgrößen an den Regelleistungsmärkten

Mobilitätsprofil „Car-Sharing"			
Ladeinfrastruktur	**Angebot PRL**	**Angebot SRL**	**Wirtschaftl. Mehrwert**
Bidirektional	30,0 %	5,0 %	402 €
	30,0 %	0,0 %	189 €
	0,0 %	5,0 %	214 €
Unidirektional	0,0 %	4,0 %	172 €
Mobilitätsprofil „Retail"			
Ladeinfrastruktur	**Angebot PRL**	**Angebot SRL**	**Wirtschaftl. Mehrwert**
Bidirektional	30,0 %	2,0 %	238 €
	30,0 %	0,0 %	153 €
	0,0 %	2,0 %	85 €
Unidirektional	0,0 %	1,5 %	65 €

Anmerkungen

[1] Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Zahlen, 13.03.2020, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick

[2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2019, 13.01.2020.

[3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland, Stand 29.05.2020, https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification

[4] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft: Ergebnisbericht der Studie Mobilität in Deutschland, Februar 2019, http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf

[5] Sprei, F. et al.: Free-floating car-sharing electrification and mode displacement: Travel time and usage patterns from 12 cities in Europe and the United States, in: Transportation Research Part D: Transport and Environment, volume 71, Juni 2019, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920918303158

[6] Wieler, J.: Aktuelle Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch, 14.04.2020, https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test

[7] ADAC: Wallboxen im Test: Welche Ladestation ist die beste für Elektroautos?, 14.08.2019, https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/wallboxen

[8] Annahme für bidirektionale Lademöglichkeit.

[9] Statista Research Department: Europäische Städte mit der niedrigsten Durchschnittsgeschwindigkeit im Straßenverkehr, 15.08.2008, https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37200/umfrage/durchschnittsgeschwindigkeit-in-den-15-groessten-staedten-der-welt-2009

[10] Wir berücksichtigen sekundenscharfe Frequenzabweichungen an den 301 Tagen, für die uns vollständige Datensätze vorliegen.

[11] TransnetBW: Regelenergie Bedarf + Abruf, Stand 05.07.2020, https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/regelenergie-bedarf-und-abruf

[12] Regelleistung.net – Datencenter, Stand 03.07.2020, https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders

[13] BDEW: Strompreis für Haushalte, Juli 2019, https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-haushalte

[14] Arbeitspreis, für den gemäß Merit Order [12] die entsprechenden Abrufe negativer SRL berücksichtigt werden.

[15] Mittlerer Leistungspreis entsprechend [13].

[16] Fraunhofer IWES: Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien, Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107, 2014, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_107_elektromobilitaet_bf.pdf

[17] Deutsche Energie-Agentur: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, 11.02.2014 ,https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030

Dr. T. Huhne, J. Schultheiß, Dr. M. Wobben, P. Wörner und O. Wohak, d-fine GmbH, Frankfurt am Main
Magnus.Wobben@d-fine.de