

Integration der Ladeinfrastruktur in das elektrische Energiesystem

D. Fasthuber 

Der stetige Zuwachs von Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität stellt die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Vor allem im Zusammenspiel mit leistungsstarken Verbrauchern und Erzeugern (Wärmepumpen, Photovoltaik etc.) kann es zu erheblichen Mehrbelastungen im Netz kommen, welche dieses an dessen Betriebsgrenzen führen kann.

Aus dieser Motivation heraus soll diese Arbeit das grundlegende Verständnis für die Problematik der Integration von Ladeinfrastruktur in das elektrische Energiesystem erörtern. Dabei wird das prinzipielle Verhalten von Elektrofahrzeugen beim Ladevorgang aus Sicht des Netzes erarbeitet und eine mathematische Modellierung für die Analysen in zeitreihenbasierten Lastflussprogrammen vorgestellt. Zusätzlich werden die beeinflussenden Parameter des Ladevorganges diskutiert. Neben der Standortwahl ist die zu erwartende maximale Ladeleistung der Elektrofahrzeuge das entscheidende Kriterium für die Netzplanung. Eine Aufarbeitung dieser beiden Punkte zeigt, welche Erkenntnisse daraus für die Netzplanung abgeleitet werden können.

Abschließend wird ein Ausblick über weitergehende Herausforderungen zur allgemeinen Thematik der Integration von Elektrofahrzeugen im Verteilnetz für die nächsten Jahre gegeben. Einige Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche hochskalierte Integration von Ladeinfrastruktur schließen letztlich die Abhandlung.

Schlüsselwörter: Elektromobilität; Integration von Ladeinfrastruktur; Netzplanung; Netzbetrieb

Integration of the charging infrastructure into the electrical energy system.

The continuous growth of charging infrastructure for electromobility presents new challenges for distribution network operators. Especially in combination with powerful consumers and producers (heat pumps, photovoltaics etc.), this can lead to significant additional loads on the grid, which can push it to its operating limits.

Based on this motivation, this paper aims to discuss the basic understanding of the problem of integrating charging infrastructure into the electrical energy system. The basic behavior of electric vehicles during the charging process from the point of view of the grid is worked out and mathematical modelling for the analyses in time-series-based load flow programs is presented. Additionally, the influencing parameters of the charging process are discussed. Besides the choice of location, the expected maximum charging capacity of the electric vehicles is the key criterion for network planning. A review of these two points shows which findings can be derived for network planning.

Finally, an outlook is given on further challenges regarding the general topic of the integration of electric vehicles in the distribution network for the coming years. The paper concludes with some recommendations for a successful upscaled integration of charging infrastructure.

Keywords: electric mobility; integration of charging infrastructure; network planning; network operation

Eingegangen am 23. April 2020, angenommen am 19. Mai 2020, online publiziert am 27. Mai 2020
© The Author(s) 2020



1. Einleitung und Problemstellung

Durch die Umsetzung der nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten der europäischen Union (EU) wird in den kommenden zehn Jahren die Elektromobilität einen erheblichen Aufschwung in ihren Bestandszahlen erfahren. Auch in Österreich findet diese angestrebte *Verkehrswende* nicht nur im Bereich des öffentlichen Verkehrs, sondern vor allem im motorisierten Individualverkehr (MIV) statt [1].

Zur Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse wird daher eine flächendeckende Infrastruktur für die Bereitstellung von elektrischer Energie für die Elektrofahrzeuge zu errichten sein. Dies stellt wiederum das elektrische Energiesystem vor neue Herausforderungen, da diese Integration mit zahlreichen Annahmen einhergeht, welche ein tieferes Verständnis der Materie voraussetzen. Diese Abhandlung soll daher die wesentlichen Probleme der Integration von Ladeinfrastruktur in das elektrische Energiesystem beleuchten und Handlungsempfehlungen vorschlagen. Einen umfassenden Überblick zu dieser Thematik findet man hierzu in [2].

2. Elektrofahrzeuge als elektrische Last

Für eine systematische Integration von Ladeinfrastruktur (EVSE – Electric Vehicle Supply Equipment) in das elektrische Energiesystem ist das prinzipielle Verständnis und die Funktionsweise der Ladetechnologie von Elektrofahrzeugen von Nöten. Dabei ist es im Wesentlichen gleichgültig, ob es sich dabei um Plug-In-Hybride (PHEV – Plug-In Hybrid Electric Vehicle) oder reine batterieelektrische Fahrzeuge (BEV – Battery Electric Vehicle) handelt. Aus Sicht der Ladeinfrastruktur befindet sich dabei lediglich ein Fahrzeug mit unterschiedlich großer Batteriekapazität hinter dem Ladestecker, welcher als physische Schnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur dient.

Fasthuber, Dominik, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-01, 1040 Wien, Österreich
(E-Mail: dominik.fasthuber@tuwien.ac.at)

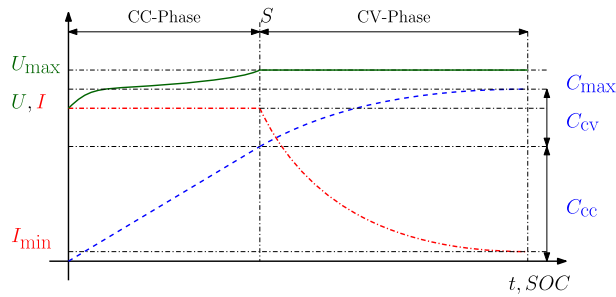


Abb. 1. Profil eines CCCV-Ladezyklus nach [7]

2.1 Ladeverfahren von Akkumulatoren für Traktionsbatterien
 Bei den wiederaufladbaren Batterien, Akkumulatoren genannt, wird eine Vielzahl von unterschiedlichen Zell-Technologien verwendet und auch laufend weiterentwickelt. Im Bereich der Elektromobilität hat sich in den letzten Jahren der Lithium-Ionen-Akkumulator (Li-Ion-Akku) aufgrund seiner relativ hohen Energiedichte bei seiner gleichzeitig hohen Leistungsdichte als der Standard etabliert [3].

Für den Ladevorgang bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren kommen verschiedenste Ladestrategien zum Einsatz. Dies sind zum Beispiel das Konstantstrom-Konstantspannung-Verfahren (CCCV – Constant Current Constant Voltage), die mehrstufige Konstantstromladung (MSCC – Multistage Constant Current) oder das Pulsladeverfahren. Dabei ist das CCCV-Ladeverfahren die im Moment gängigste Methode die Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen auf Basis von Lithium-Ionen-Zellen zu laden [4] [5].

Das CCCV-Ladeverfahren wird schematisch in Abb. 1 dargestellt und lässt sich in eine Konstantstrom- (CC) und eine Konstantspannungsphase (CV) unterteilen. Getrennt werden diese beiden Phasen durch den Umschaltzeitpunkt S. In der Konstantstromphase wird der Ladestrom I so lange konstant gehalten bis die langsam ansteigende Zellspannung U die Ladeschlussspannung U_{max} erreicht hat. In dieser Phase kann die maximale Ladeleistung über einen längeren Zeitraum bezogen werden, sofern die thermischen Randbedingungen eingehalten werden. Nach Erreichen der Ladeschlussspannung wird versucht den Spannungswert der Zelle konstant zu halten und der Ladestrom I reduziert sich exponentiell bis dieser einen vordefinierten Schwellwert I_{min} unterschreitet. In dieser Konstantspannungsphase wird die benötigte Ladeleistung deutlich reduziert. Dieses Verhalten konnte auch bei zahlreichen Messungen von Ladevorgängen bei aktuell erhältlichen Elektrofahrzeugen festgestellt werden [6]. Die geladene Gesamtkapazität C_{max} ist das Integral des Ladestromes über die Zeit bis zum Ende des Ladevorganges. Dabei zeigt sich ein linearer Anstieg der Kapazität C_{CC} in der CC-Phase. In der CV-Phase steigt die Kapazität C_{CV} hingegen langsamer aufgrund des exponentiell fallenden Ladestroms I an. Diesen Aspekt gilt es auch bei der Auslegung von Ladeinfrastruktur für unterschiedlich zu erwartende Nutzergruppen zu berücksichtigen.

Das Ladeverhalten selbst wird von einigen Faktoren beeinflusst und kann daher nicht für jedes Fahrzeug als gleichwertig angesehen werden. Abhängig vom hinterlegten Ladeverfahren für den Fahrzeugakkumulator sind die angesprochenen Faktoren die Umgebungs- bzw. die Zelltemperatur des Akkumulators, die maximale Ladeleistung mit welcher der Akkumulator geladen werden kann und der aktuelle Ladezustand (SOC – State Of Charge) [8].

Anhand von durchgeführten Messungen kann ein Simulationsmodell auf Basis von einfachen mathematischen Beschreibungen der angesprochenen Ladestrategie entwickelt werden. Dabei wird die aktuelle Ladeleistung P_{act} in der CC-Phase als konstant und maximal (P_{max}) angenommen. Wird der dimensionslose Ladeumschaltzeitpunkt

S (in %-Punkten des SOC) erreicht, so klingt die aktuelle Ladeleistung P_{act} exponentiell ab (CV-Phase). Zusammengefasst als Formel bedeutet dies:

$$P_{act} = f(t) = \begin{cases} P_{max}, & SOC(t) < S \\ P_{max} \cdot \exp\left(\frac{S-SOC}{\tau}\right), & SOC(t) \geq S \end{cases}$$

Dabei berechnet sich der dimensionslose Ladekorrekturfaktor τ wie folgt:

$$\tau = \frac{100 - S}{\ln\left(\frac{P_{max}}{P_{LS}}\right)}$$

Die Ladeabschlussleistung P_{LS} wird durch die Kenngrößen des verwendeten Lithium-Ionen-Akkumulators bestimmt und ist abhängig von der Ladeschlussspannung, der Nennspannung der Batteriezelle sowie dem Ladeschlussstrom und der maximalen Batteriekapazität [2].

Anhand dieser entwickelten mathematischen Beschreibung konnten in Abb. 2 (links) mehrere Vollladungen bei unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen simuliert werden. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass der Ladeumschaltzeitpunkt S umso eher erreicht wird, desto höher die mögliche maximale Ladeleistung ist. Dies ist mit dem erhöhten Innenwiderstand des Akkumulators aufgrund thermischer Effekte zu erklären [3]. In Abb. 2 (rechts) wird dem simulierten Modell ein real gemessener Verlauf einer Vollladung eines BMW i3 gegenübergestellt. Dabei lässt sich bereits eine hinreichend gute Näherung des Modells an die realen Vorgänge erkennen. Die gewonnenen Erkenntnisse des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen dienen vor allem als Planungsgrundlage für zeitreihenbasierte Lastflussberechnungen. Dadurch lassen sich, in Kombination mit Ladeprofilen der Verbraucher, realitätsnahe Aussagen über die Auswirkungen einer erhöhten Integration von Elektromobilität in elektrischen Verteilnetzen und übergeordneten Netzebenen ableiten.

Die vorgestellte Herangehensweise ist nur ein erster Schritt einer rudimentären Beschreibung von Ladevorgängen. Vor allem durch die weitere Entwicklung der Ladeverfahren bzw. der eingesetzten Technologien bei Elektrofahrzeugen wird es notwendig sein diese Modelle weiter anzupassen. Durch optimierte Schnelllademethoden unter Berücksichtigung des veränderlichen Innenwiderstandes können so beispielsweise die Lebensdauer, die Leistung und die Degradierung der Fahrzeugakkumulatoren weiter verbessert werden [9]. Dies spiegelt sich allerdings auch in einer verändernden Ladecharakteristik wider, was eine allgemeine Modellbeschreibung erschwert. Zusätzlich sei angemerkt, dass die Auswirkungen der Blindleistung in den bisherigen publizierten Modellen kaum bis gar nicht betrachtet wurden.

2.2 Berücksichtigung von Ladeinfrastruktur in der Netzplanung

Bei der Planung von Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität stellt sich zunächst die Frage des Ladestandortes. Dieser kann entweder an privaten oder an öffentlich zugänglichen Standorten realisiert werden. Die Standortwahl hat dabei neben den rechtlichen Gegebenheiten vor allem Auswirkungen auf die zu erwartende Park- und somit Nutzungsdauer.

In etwa 85% aller Ladevorgänge finden aktuell an privaten Ladepunkten statt [10]. Dies kann z. B. der Stellplatz vor dem Eigenheim, der Parkplatz vor der Wohnanlage oder auch der Firmenparkplatz sein. Der Rest teilt sich, wie in Abb. 3 dargestellt, auf Autobahnraststätten, Einkaufszentren und öffentliche Parkplätze auf.

Die Berücksichtigung des Standortes bei der Netzplanung geht mit der Nutzung der Infrastruktur im Allgemeinen einher. Dies

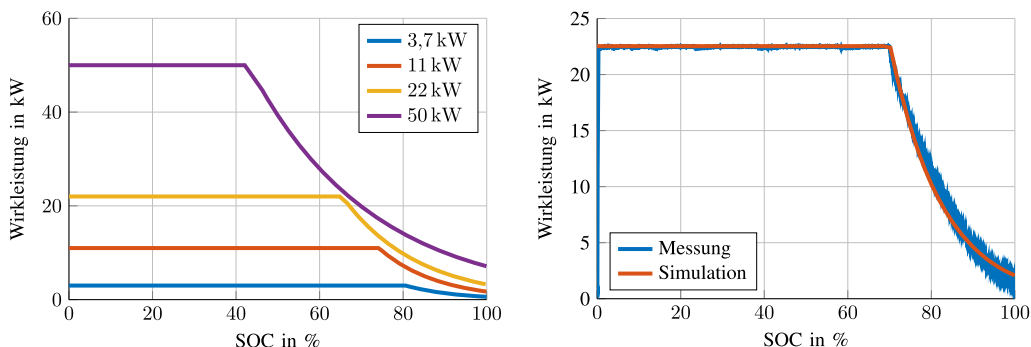


Abb. 2. Simuliertes Ladeverhalten (CCCV-Ladestrategie) eines Elektrofahrzeuges bei unterschiedlichen Ladeleistungen (links) und Vergleich eines gemessenen Ladevorganges mit einer nachgebildeten Ladung (rechts)



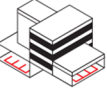
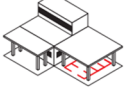
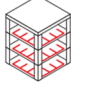

| Verteilung Ladevorgänge | Privater Aufstellort 85% | | | Öffentlich zugänglicher Aufstellort 15% | | |
|--|--|--|---|--|--|---|
| Typische Standorte für Ladeinfrastruktur |  Einzel- / Doppelgarage bzw. Stellplatz beim Eigenheim |  Parkplätze bzw. Tiefgarage von Wohnanlagen, Mehrfamilienhäusern, Wohnblocks |  Firmenparkplätze / Flottenhöfe auf eigenem Gelände |  Autohof, Autobahn-Raststätte |  Einkaufszentren, Parkhäuser, Kundenparkplätze |  Straßenrand / öffentliche Parkplätze |

Abb. 3. Übersicht über die möglichen Standorte der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge [11]

drückt sich letztlich im Gleichzeitigkeitsfaktor aus, der für die Dimensionierung in der Netzplanung verwendet wird. Dieser Faktor setzt die maximale auftretende Summenleistung zur Summe der auftretenden Einzelmaxima der Anlagen ins Verhältnis. Dieser Faktor beruht vor allem auf empirischen Werten einzelner Netzbetreiber und wird für verschiedenste Anlagentypen von diesen ausgewiesen und verwendet. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Faktoren aufgrund von z. B. Änderungen im Verbrauchsverhalten im Laufe der Zeit durchaus ändern können [12].

Der Sachverhalt der bereits beschriebenen Ladephasen (CC- und CV-Phase) ist auch für die Auslegung von Ladeinfrastruktur zu beachten. Entscheidend für die Abfrage von erhöhter Ladeleistung ist der Ladezustand des Akkumulators (SOC) in dem er sich befindet. Laden beispielsweise viele Fahrzeuge bei einer Schnellladestation an einer Raststätte mit erhöhtem SOC, so kann es trotz der möglichen maximalen Ladeleistung zu geringen Gleichzeitigkeiten kommen, da sich bereits einige Fahrzeuge in der CV-Phase befinden und diese somit nur mehr mit verminderter Ladeleistung geladen werden.¹ Dieses Phänomen konnte auch in [13] festgestellt werden, was dazu geführt hat das die Verbraucher ihre Fahrzeuge erst bei niedrigen SOC-Ständen an die Ladeinfrastruktur anschlossen und so die gesamte Kapazität des Akkumulators besser ausnutzten. Es ist also auch bei den Konsumenten eine gewisse Bewusstseinsbildung für das Verhalten ihres Elektrofahrzeuges bei der Benutzung von Ladeinfrastruktur von Vorteil, um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten.

¹Bei neu errichteten Schnellladestationen bzw. aktuellen Elektrofahrzeugen wird dieser Umstand bereits in der Ladestrategie berücksichtigt und es wird versucht das SOC-Fenster der CV-Phase so kurz als möglich zu gestalten.

2.3 Erhöhter Bedarf an Leistung bei Ladeinfrastruktur

Die üblichen Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen betragen häufig ein Vielfaches der geplanten Werte für einen Hausanschluss von 3–5 kW [14]. Je nach Fahrzeugtyp kann die nominell mögliche Ladeleistung 3,7 kW einphasig, 7,4 kW zweiphasig oder 11 kW dreiphasig betragen. Vereinzelt sind auch 22 kW und 44 kW AC-Ladungen über den im Fahrzeug integrierten On-Board-Charger möglich. Darüber hinaus wird üblicherweise über eine externe Leistungselektronik (Off-Board-Charger) der Akkumulator direkt mit einer DC-Ladung versorgt. Dabei sind Ladeleistungen mit mehreren 100 kW möglich [15].

Im Bereich von größeren Fahrzeugklassen wie LKWs, Bussen etc. sind auch Ladeleistungen bis in den Megawatt-Bereich denkbar. Erste Analysen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für die Einbindung von Elektrobussen in die elektrische Verteilnetzstruktur konnten dabei in [16] gewonnen werden. Diese Leistungsvielfalt stellt den Verteilnetzbetreiber vor zusätzlichen Herausforderungen bei der Integration der Ladeinfrastruktur in unterschiedlichen Netzen.

Zusätzlich werden diese erhöhten Ladeleistungen nicht kurzfristig, wie beim Kochen oder Waschen, sondern eher langfristig über mehrere Stunden abgerufen. Dies kann zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit führen und belastet somit die Verteilnetze vermehrt. Bestandsnetze können durch die unkontrollierte Implementierung von Ladeinfrastruktur, vor allem in ländlichen Gebieten mit langen Ausläufern, an ihre Grenzen stoßen (Spannungsbandverletzung). Im städtischen Gebieten mit eher kurzen Leitungen stoßen die Betriebsmittel wie Kabel und Transformatoren an die Grenzen ihrer thermischen Belastbarkeit. Die Einhaltung der Kriterien für die Spannungs-

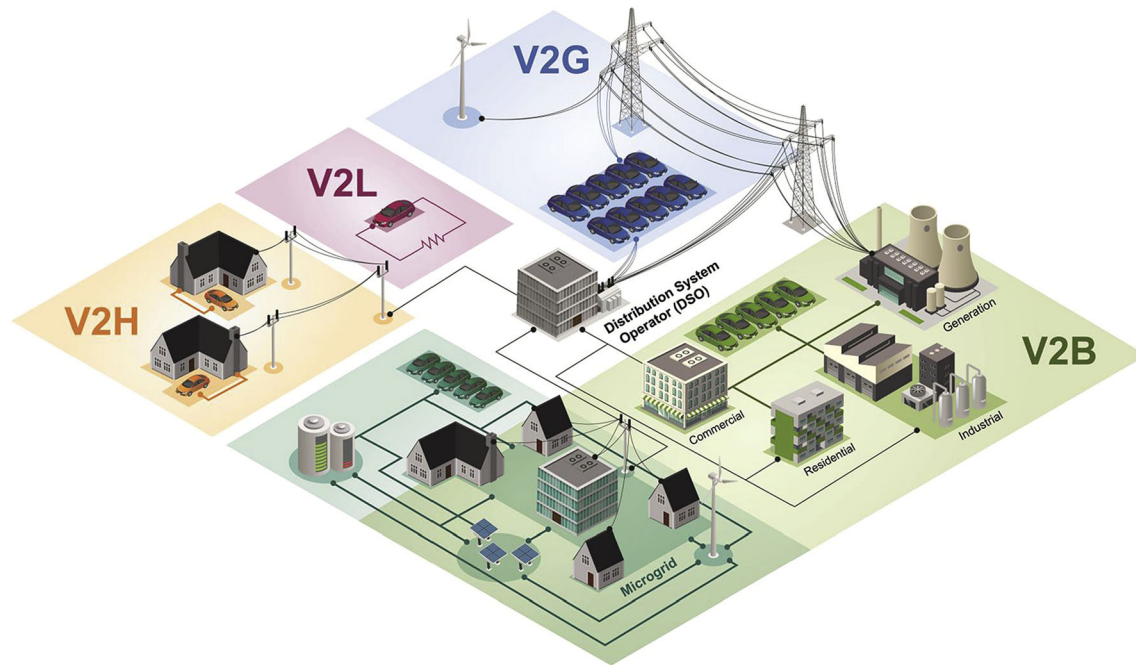


Abb. 4. Darsellung der Möglichkeiten von V2X [18]

haltung spielt in diesen Netzen meist eine untergeordnete Rolle. Vor allem im ungesteuerten Fall kann die erhöhte Integration von Ladeinfrastruktur im Bestandsnetz zu erhöhten Belastungsspitzen und somit zu Grenzwertverletzungen führen [17].

Diesem Umstand muss durch intelligente Gegenmaßnahmen, wie zum Beispiel eine verbraucherseitige Laststeuerung (DSM – Demand Side Management) oder innovative dezentrale Regelkonzepte (z. B. P(U)-Regelung), entgegengewirkt werden.

Der Verteilnetzbetreiber ist im Bereich seiner Niederspannungsnetze auf die Rückmeldung seiner Kunden bzw. der ausführenden Elektriker für eine valide Datenbasis angewiesen. Für eine einfachere Netzplanung sollte daher die Errichtung einer Ladestation gemäß TOR D1 bzw. TAEV dem zuständigen Netzbetreiber gemeldet werden, da es sich dabei um ein netzrückwirkungsrelevantes Betriebsmittel (Betriebsmittel mit leistungselektronischen Komponenten) handelt.

3. Ausblick

Der zu erwartenden steigende Anteil von Elektrofahrzeugen und damit einhergehend von dafür bereitgestellter Ladeinfrastruktur sollte durch eine intelligente Netzintegration begleitet werden. Dabei muss in der Netzplanung neben der Ladeinfrastruktur auch weitere flexible Endgeräte wie Batteriespeicher und Wärmepumpen berücksichtigt werden.

3.1 Zukünftige Entwicklungen im Bereich der Verteilnetzstrukturen

In Zukunft gilt es darüber hinaus Elektrofahrzeuge über die Ladeinfrastruktur auch in digitaler Form an das elektrische Energiesystem anzubinden. Dabei spricht man von einer Vehicle-to-Everything (V2X) Integration. Das X steht dabei als möglicher Stellvertreter für die Einbindung von Fahrzeugen auf Lastebene (V2L – Vehicle-to-Load), auf Haushaltsebene (V2H – Vehicle-to-Home), auf Gebäudeebene (V2B – Vehicle-to-Building) und auf Ebene des Verteilnetzes (V2G – Vehicle-to-Grid) [18]. Dabei ergeben sich unterschiedliche

Möglichkeiten der wirtschaftlichen Nutzung aber auch der netzdienlichen Maßnahmen. Abbildung 4 veranschaulicht diesen Sachverhalt grafisch. Zukünftige Umsetzungsprojekte auf nationaler und internationaler Ebene sollen hierzu weitere Erkenntnisse und Erfahrungen im Bereich der bidirektionalen Anbindung von Elektrofahrzeugen bringen.

Durch die geplanten Möglichkeiten auf EU-Ebene bei der Einführung von Energiegemeinschaften (im Rahmen des „Clean energy for all Europeans package“) wird es in Zukunft den Konsumenten ermöglicht, aktiv an der Energiewende teilzunehmen. Die Bürger können sich in sogenannten Energiegemeinschaften zusammenschließen, Energie-Pooling betreiben und von Anreizen für die Erzeugung erneuerbarer Energien profitieren [19]. Dafür muss allerdings erst ein praxistauglicher Rechtsrahmen verabschiedet werden. Für den Netzbetreiber bedeutet dies vorerst eine gewisse Unsicherheit aber auch eine neue Möglichkeit diese Energiegemeinschaften bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Auch hinsichtlich der Integration von Ladeinfrastruktur kann sich durch diese Gemeinschaften durch Netzdienstleistungen innerhalb der Gemeinschaften ein notwendiger Netzausbau vermeiden lassen.

3.2 Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Integration von Ladeinfrastruktur

Um eine erfolgreiche Integration von Ladeinfrastruktur in das elektrische Energiesystem zu ermöglichen gilt es folgende Handlungsempfehlungen, welche teilweise in [20] zu finden sind, anzuwenden:

- **Anforderungen an die Ladestation:** Die Ladestation sollte immer dreiphasig angeschlossen und belastet werden. In Zukunft sind auch technische Symmetrieeinrichtungen denkbar.
- **Reduktion der maximalen Ladeleistung:** Ladungen mit möglichst geringen Ladeleistungen reduzieren die Wahrscheinlichkeit von Überbelastungen der Netzinfrastruktur. Ladeleistungen größer als 11 kW für Heimladungen belasten die Netze im erhöhten Maße und sind daher zu vermeiden.

- **Meldepflicht der Ladeinfrastruktur:** Für eine geordnete und zuverlässige Netzplanung ist es sinnvoll die errichteten Ladeinfrastrukturen dem Netzbetreiber zu melden.
- **Schaffung von einheitlichen Schnittstellen und Rahmenbedingungen:** Anpassung von Regelwerken, Normen, Standards, Marktregeln und Schnittstellen für die Anbindung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur sind weiter voranzutreiben. Die Netzbetreiber benötigen eine standardisierte Ansteuerungsmöglichkeit der Ladeinfrastruktur für DSM-Maßnahmen.
- **Verursachergerechte Netzentgelte:** Eine Anpassung der Netzentgelte auf Basis der bezogenen Maximalleistung gilt als diskriminierungsfrei und würde unnötige Beanspruchung von hohen Leistungen entgegenwirken.

Abschließend kann festgehalten werden, dass auch die Digitalisierung im Bereich der elektrischen Energiesysteme weiter auf dem Vormarsch ist. Dies erfordert auf der einen Seite zahlreiche Investitionen in den IKT-Bereich, ermöglicht aber auf der anderen Seite einen effizienteren Betrieb der Verteilnetzstrukturen bei gleichzeitig erhöhter Integration von erneuerbaren Energieträgern. Um die Anforderungen des Verteilnetzes (z. B. Einhaltung der EN 50160 [21]) zu erfüllen, müssen daher DSM-Konzepte zukünftig neben überregionalen Märkten auch lokale Begebenheiten durch Erzeugungsanlagen und lokale Netzzustände berücksichtigen [22].

Danksagung

Open access funding provided by TU Wien (TUW).

Hinweis des Verlags Der Verlag bleibt in Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutsadressen neutral.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden. Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen. Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Autor



Dominik Fasthuber

wurde 1985 im oberösterreichischen Schärding geboren. Er absolvierte an der Technischen Universität Wien das Bachelorstudium Elektrotechnik und Informationstechnik mit anschließendem Masterstudium Energietechnik und verfasste seine Diplomarbeit zum Thema „Thermische Modellierung von Netzkomponenten für die Elektromobilität“. Nach dem erfolgreichen Abschluss seines Studiums

Literatur

1. Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich, Wien.
2. Fasthuber, D. (2019): Auswirkungen und Potentiale der Integration von Elektromobilität in das elektrische Energiesystem Österreichs. Dissertation, TU Wien.
3. Sterner, M., Stadler, I. (2017): Energiespeicher: bedarf, technologien, integration. Berlin: Springer.
4. Keil, P., Jossen, A. (2016): Charging protocols for lithium-ion batteries and their impact on cycle life – an experimental study with different 18650 high-power cells. *J. Energy Storage*, 6, 125–141. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.005>.
5. Shen, W., Vo, T., Kapoor, A. (2012): Charging algorithms of lithium-ion batteries: an overview. In 2012 7th IEEE conference on industrial electronics and applications (ICIEA) (S. 1567–1572). New York: IEEE.
6. Qian, K., Zhou, C., Allan, M., Yuan, Y. (2010): Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 26(2), 802–810.
7. Liu, H., Naqvi, I. H., et al. (2020): An analytical model for the CC-CV charge of Li-ion batteries with application to degradation analysis. *J. Energy Storage*, 29, 101342. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101342>.
8. Fasthuber, D., Litzlbauer, M. (2016): Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“. In 14. Symposium Energieinnovation Enlnnov2016 (S. 1–10).
9. Sandeep, S., Dong, B., et al. (2020): Adaptive fast charging methodology for commercial li-ion batteries based on the internal resistance spectrum. *Energy storage*. <https://doi.org/10.1002/est2.141>.
10. Verband der Automobilindustrie (2019): Positionspapier Ladeinfrastruktur.
11. Nationale Plattform Elektromobilität (2015): In Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland-Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. Berlin.
12. Herold, G. (2013): Grundlagen der elektrischen Energieversorgung. Berlin: Springer.
13. Fasthuber, D., Asamer, J., Reinthaler, M. (2019): Results from the project “eTaxi for Vienna” concerning the integration of EVs in the distribution grid.
14. Österreichs Energie (2018): Abschlussbericht des EP Elektromobilität.
15. Habib, S., Khan, M. M., Abbas, F., Tang, H. (2018): Assessment of electric vehicles concerning impacts, charging infrastructure with unidirectional and bidirectional chargers, and power flow comparisons. *Int. J. Energy Res.*, 42(11), 3416–3441.
16. Fasthuber, D. (2018): Energetische Bewertung von Elektro-Bussen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für den öffentlichen Verkehr.
17. Tober, W., Bruckmüller, T., Fasthuber, D. (2019): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030.
18. Thompson, A. W., Perez, Y. (2020): Vehicle-to-Everything (V2X) energy services, value streams, and regulatory policy implications. *Energy Policy*, 137, 111136. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111136>.
19. Directorate-General for Energy (European Commission) (2019): Clean energy for all Europeans. <https://doi.org/10.2833/9937>.
20. Smart Grids Austria (2019): Positionspapier 2/2019 der Technologieplattform Smart Grids Austria – Massentaugliche Elektromobilität in Österreich.
21. EN DIN (2011): 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Fassung. Ausgabe 2011-03.
22. Kepplinger, P., Fässler, B., Huber, G., et al. (2020): Autonomes Demand Side Management verteilter Energiespeicher. *E&I, Elektrotech. Inf.tech.*, 137(1), 52–58. <https://doi.org/10.1007/s00502-019-00782-9>.

mit Auszeichnung wurde er im September 2013 als Projektassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der Technischen Universität angestellt. Im September 2019 schloss er das Doktoratsstudium der technischen Wissenschaften mit Auszeichnung ab. Der Titel der Dissertation lautete: „Auswirkungen und Potentiale der Integration von Elektromobilität in das elektrische Energiesystem Österreichs“. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen „Netzintegration von Elektrofahrzeugen“ und „Smart Grid Technologien“.