

NETZENGPÄSSE DURCH SPOT-MARKT ORIENTIERTEN BETRIEB VON E-MOBILITÄT – UNBEGRÜNDET ODER REAL?

Julia VOPAVAL-WRIENZ¹, Maximilian ROCK², Ahmad Fayyaz BAKHSH³, Thomas KIENBERGER⁴

Motivation & Inhalt

Die Erreichung der angestrebten Klimaneutralität auf europäischer [1] und nationaler [2] Ebene erfordert umfassende Maßnahmen. Hierzu zählt beispielsweise die Dekarbonisierung des Sektors Verkehr durch den Umstieg auf E-Mobilität. Zudem wird verstärkt auf die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Photovoltaik gesetzt. Diese Paradigmenwechsel bringen jedoch nicht nur ökologische Vorteile mit sich, sondern stellen das elektrische Netz vor erhebliche Herausforderungen in Bezug auf die Integration und Verteilung von Energie. Die steigende Netzbelastung, die aus dem verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien und der zunehmenden Anzahl von E-Fahrzeugen resultiert, erfordert innovative Lösungsansätze.

Um sowohl der wachsenden Netzbelastung entgegenzuwirken als auch für E-Fahrzeug-Nutzer einen zusätzlichen Mehrwert zu schaffen, erweist sich das Laden von E-Fahrzeugen zu Zeiten hoher Verfügbarkeit von kostengünstigem Spot-Marktstrom als oft gehörter Lösungsansatz. Diese Strategie könnte dazu beitragen, Phasen mit einem „Überschuss“ an Strom zu nutzen und gleichzeitig den Nutzern finanzielle Vorteile zu bieten. Allerdings stellt sich die Frage nach der Regionalität: Das Überangebot an Strom ist nicht immer dort vorhanden, wo der Ladebedarf besteht. Zudem erhöhen sich durch den Spotmarktsignal-Trigger die Gleichzeitigkeiten des Ladens. Führt diese Strategie trotz Ausbau regionaler PV-Anlagen zu Netzengpässen, oder tatsächlich zur Entlastung des Netzes? Diese zentrale Frage steht im Fokus dieses Beitrags.

Methodik

Zur Beantwortung dieser Frage, werden in einem ersten Schritt spot-markt-getriebene Lastprofile der E-Mobilität modelliert. Hierzu wird ein Optimierungsmodell gemäß Abbildung 1 verwendet, wobei, durch entsprechende Pfeile verdeutlicht, ein bidirektionaler Lastfluss möglich ist: Die Leistung kann entweder aus dem Netz für den Haushalts- und Ladebedarf bezogen oder, bei vorhandener Erzeugungsanlage, ins Netz rückgespeist werden.

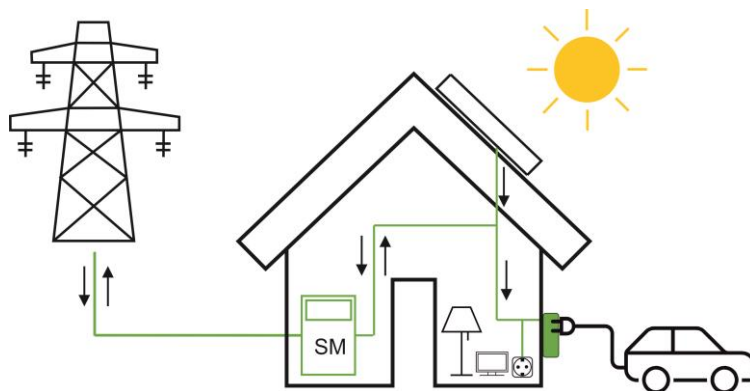


Abbildung 1: Überblicksschema des Optimierungsmodells und mögliche Flussrichtungen des Stroms pro Zeitschritt (SM... Smart Meter)

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, julia.vopava-wrienz@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

² Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, maximilian.rock@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

³ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, ahmad.fayyaz-bakhsh@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

⁴ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

Die Zielfunktion des spot-markt-getriebenen Optimierungsmodells ist definiert durch die Minimierung der Gesamtkosten (C_{tot}). Diese setzen sich, wie in Gleichung (1) dargestellt, aus den Handelskosten am Spot-Markt (C_{SpM}), den Netzkosten am Hausübergabepunkt (C_{GCP}) (engl. Grid Connection Point, kurz GCP) und den Stromspeicherkosten pro kWh (C_{LCOS}) (engl. LCOS - Levelized Cost of Storage) für die Batterienutzung des E-Fahrzeugs zusammen.

$$\min (C_{tot}) = \min (C_{SpM} + C_{GCP} + C_{LCOS}) \quad (1)$$

Die Berücksichtigung der Stromspeicherkosten pro kWh stehen im Zusammenhang mit der Einbeziehung von Vehicle to Grid in die spot-markt-getriebene Optimierung. Diese spezifische Funktion kann im Modell, je nach den jeweiligen Anforderungen, aktiviert bzw. deaktiviert werden. Dies erlaubt eine flexible Anpassung des Modells an unterschiedliche Szenarien im Zusammenhang mit der E-Mobilität.

Die Zielfunktion wird auf Hausanschlussebene (Smart Meter) betrachtet, dies bedeutet, dass der aktuelle Energieverbrauch bzw. die Eigenerzeugung für die Bestimmung der minimalen Kosten berücksichtigt werden. Als variable Größe wird jedoch lediglich der Ladebedarf des E-Fahrzeuges betrachtet. Das Fahrzeug wird somit geladen, wenn sich auf dem Spot-Markt die Kosten auf einem möglichst niedrigen Niveau befinden. Das Lastprofil des Haushaltsbedarf sowie das PV-Erzeugungsprofil sind für jeden Zeitschritt vorgegeben und können nicht verändert werden.

Im Anschluss werden unterschiedliche Szenarien definiert und Lastflussberechnung für ein ländliches sowie ein vorstädtisches Verteilernetz durchgeführt. Die Szenarien variieren hinsichtlich des Ausbaugrads der E-Mobilität und der PV-Erzeugung in Anlehnung an den TYNDP 2022 „scenario report“ [3]. Die Lastflussberechnungen der beiden Verteilernetze werden für die definierten Szenarien ohne sowie mit spot-markt-getriebener E-Mobilität durchgeführt. In den Szenarien ohne Optimierung wird angenommen, dass der Ladevorgang bei Ankunft des EV-Nutzers beginnt.

Sowohl für die Rahmenbedingungen des Optimierers sowie für die Definition der Szenarien werden Erkenntnisse aus dem Leitprojekt „Car2Flex“ herangezogen.

Ausblick / Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen der Netzsimulationen für die unterschiedlichen Szenarien werden mögliche Netzengpässe identifiziert. Die Ergebnisse ohne sowie mit spot-markt-getriebener E-Mobilität werden miteinander verglichen, um den Einfluss spot-markt-getriebener E-Mobilität auf Netzengpässe zu ermitteln. Zudem werden auch der zeitlich aufgelöste Leistungsbedarf ohne und mit spot-markt-getriebener E-Mobilität auf Hausanschlussebene sowie Transformatorebene verglichen. Das Ziel ist es, diese Einflüsse genauer zu analysieren und zu präsentieren, um ein umfassendes Verständnis für die Auswirkungen von spot-markt-getriebener E-Mobilität auf die Netzstabilität zu gewinnen.

Fördergeber

Das Projekt „Car2Flex“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie“ als Teil der Vorzeigeregion Green Energy Lab durchgeführt.

Referenzen

- [1] European Commission, Ed., "A Clean Planet for all—A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,"
- [2] Bundeskanzleramt Österreich, Ed., "Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024," Wien, Österreich, 2020.
- [3] ENTSOG, ENTSO-E et al., "TYNDP 2022 Scenario Report," Apr. 2022.