

FELDTEST ZUR ERPROBUNG EINER LOKALEN UND AUTARKEN ANSTEUERUNG VON ELEKTRISCHEN VERBRAUCHERN

Stephanie UHRIG¹, Simon SCHRAMM¹, Sonja BAUMGARTNER², Georg KERBER², Sebastian HARTMANN³

Motivation und Zielstellung

Eine hohe Effizienz und optimierte Auslastung bestehender Strukturen sind wesentliche Ziele des intelligenten Stromnetzes von morgen. Ein vielversprechender Ansatz basiert darauf, den Leistungsbezug zeitlich flexibler Verbraucher im Verteilnetz, sogenannter steuerbarer Lasten, in die Zeiten des Energieüberschusses zu verlegen. So sollen Engpässe vermieden und Leistungsspitzen abgemindert werden. Dezentrale Einspeisung und unterschiedlich große Lasten führen dazu, dass sich der Netzzustand innerhalb weniger Kilometer stark unterscheiden kann. Daher müssten sich die Fahrpläne für steuerbar Lasten optimaler Weise ebenfalls lokal anpassen, was einen hohen Kommunikationsaufwand von sensiblen, teilweise personenbezogenen Informationen verursacht. Mit Hilfe eines Feldtests wurde untersucht, ob die Generierung von geeigneten Freigabezeiten für elektrische Speicherheizungen, als Repräsentant einer steuerbaren Last, lokal und autark möglich ist. Datengrundlage zur Generierung der Fahrpläne sind dabei ausschließlich lokal erfasste Spannungsmessdaten.

Methodik

Neue, intelligente Infrastruktur soll es dem Netzbetreiber in Zukunft ermöglichen steuerbare Lasten wie Batterien oder Wärmepumpen mit Hilfe von Fahrplänen netzdienlich und netzkritisch zu steuern. Dies soll die bisher genutzte Rundsteuertechnik ablösen [1]. Abhängig von z.B. Verbrauchertyp und Standort muss eine Vielzahl unterschiedlicher Fahrpläne vom Verteilnetzbetreiber generiert werden. Um dies zu vermeiden war der Ansatz des hier beschriebenen Forschungsvorhabens, die grundlegende Logik zur Fahrplanerstellung nicht zentral beim Verteilnetzbetreiber zu implementieren, sondern in einer Steuerbox vor Ort. Speziell in ländlichen, stark durch Einspeisung oder auch einzelnen großen

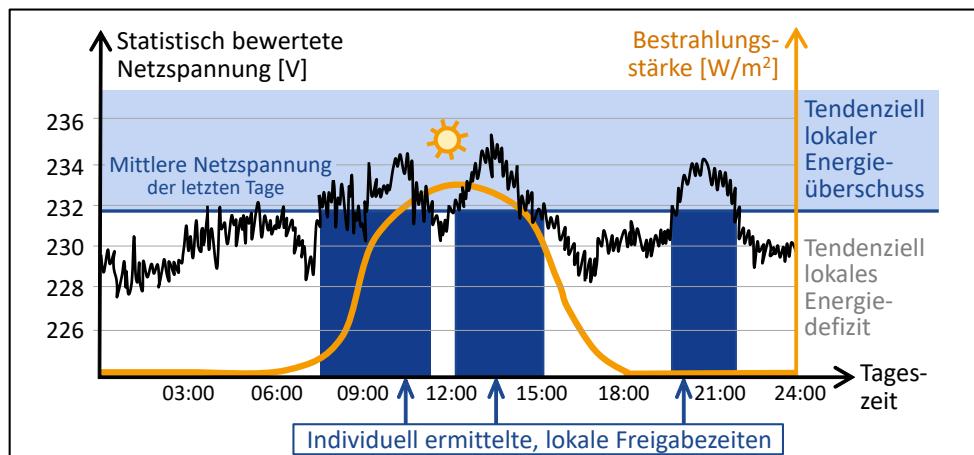


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Aufgabenstellung; Spannungsverlauf (schwarz) und durch Messung am Hausanschluss ermittelte lokale Freigabezeiten der Steuerbox (blau) für steuerbare Verbraucher (eig. Darstellung).

Industriekunden geprägten Verteilnetzen wäre es so möglich, die Freigabezeiten an den aktuellen, lokalen Netzzustand anzupassen. Bei z.B. starker PV-Einspeisung würden die Freigabezeiten in die

¹ Hochschule München, Lothstr. 64, D - 80335 München, +49 89 1265-3416, stephanie.uhrig@hm.edu & simon.schramm@hm.edu , www.hm.edu

² LEW Verteilnetz GmbH, Hübnerstr. 3, D - 86150 Augsburg, +49 821 328-1421, sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de & georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

³ Energie- und Umweltzentrum Allgäu gemeinnützige GmbH, Burgstraße 26, D-87435 Kempten (Allgäu), +49-831-960286-82, hartmann@eza-allgaeu.de , www.eza.eu

Tagstunden verlegt (Abbildung 1), bei geringer PV-Einspeisung gegebenenfalls in die Nachtstunden. Die Freigabezeiten werden dabei ausschließlich auf Basis aktueller Spannungsmessdaten und gespeicherter Werter der letzten Tage am Hausanschluss generiert. Dafür wurden fünf Prototypen mit integrierter Spannungsmessung, Recheneinheit zur lokalen Fahrplangenerierung und Steuerausgängen aufgebaut, in Privathaushalten im Allgäu installiert und für mehrere Monate betrieben. Die angesteuerten Speicherheizungen, erhielten bisher Freigabezeiten über Rundsteuersignale. Während des Feldversuchs wurde der implementierte Algorithmus zur Fahrplangenerierung kontinuierlich verbessert.

Ergebnisse

Es zeigt sich, dass die lokale Fahrplangenerierung sehr zuverlässig arbeitet und es möglich ist, die Freigabezeiten an den lokalen Netzzustand anzupassen, ohne dass es einen erhöhten Mehraufwand für Kommunikation bedarf.

Bestimmte Eingangsparameter zur Fahrplangenerierung können unterschiedlich gewählt werden, je nachdem ob die Minderung der Lastspitzen oder die variable Verfügbarkeit der Last von höherer Priorität ist. Der Einfluss der Eingangsparameter auf den generierten Fahrplan wurde untersucht, indem auf Basis der vorhandenen Messdaten alle Eingangsparameter variiert und die Ergebnisse statistisch ausgewertet wurden. Beispielsweise ist eine Mindestdauer pro Freigabefenster vorgesehen. Dies soll zu häufiges Schalten des Lastschutzes vermeiden. Ist die Mindestdauer klein ($t_{onmin} = 0,5h$), so wird die Gesamtfreigabezeit von mindestens 10h pro Tag im Mittel nur wenig überschritten (Abbildung 2, links). Auch sind die Freigabezeiten sehr gut auf die Zeiten des Energieüberschusses im Netz abgestimmt. Allerdings ist die Gesamtfreigabezeit stark gestückelt und die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag n_{on} gegenüber großen Mindestfreigabezeiten ($t_{onmin} = 4h$) deutlich erhöht (Abbildung 2, rechts). Bei großen Freigabezeiten wird hingegen die Gesamtfreigabezeit pro Tag t_{on}/day deutlich überschritten.

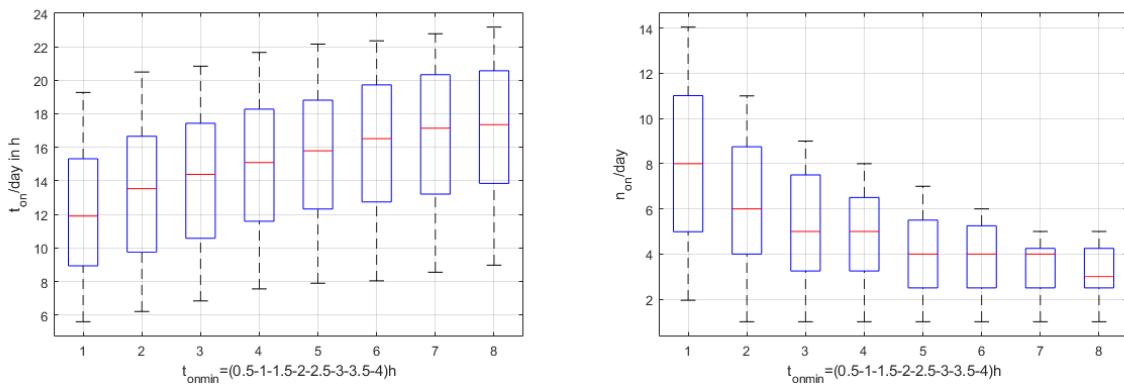


Abbildung 2: Darstellung der Häufigkeitsverteilung für Summenfreigabezeit pro Tag (links) und Anzahl der Schaltzyklen pro Tag (rechts) abhängig von der Mindestdauer pro Freigabe t_{onmin} (rot: Median, blau: 25-75% Quantil, schwarz: max und min) (eig. Darstellung).

Referenzen

- [1] FNN, KOF - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [2] FNN, Nutzung von Flexibilitäten in der Niederspannung, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [3] TenneT TSO GmbH, „TenneT und Bayernwerk: Dezentrale Flexibilität aus Bayern für die Energiewende,“ TenneT TSO GmbH, 14 01 2019. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-und-bayernwerk-dezentrale-flexibilitaet-aus-bayern-fuer-die-energiewende/>. [Zugriff am 23 08 2019].
- [4] StMWi, „Windheizung 2.0: Gebäude als Wärmespeicher,“ Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2019. [Online]. Available: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/forschung/windheizung.html. [Zugriff am 23 08 2019].