

# Feldtest zur Erprobung einer lokalen und autarken Ansteuerung von elektrischen Verbrauchern

Stephanie UHRIG<sup>1</sup>, Simon SCHRAMM<sup>1</sup>, Sonja BAUMGARTNER<sup>2\*</sup>, Georg KERBER<sup>2</sup>, Sebastian HARTMANN<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Hochschule München, Lothstr. 64, D - 80335 München, +49 89 1265-3416, [stephanie.uhrig@hm.edu](mailto:stephanie.uhrig@hm.edu) & [simon.schramm@hm.edu](mailto:simon.schramm@hm.edu), [www.hm.edu](http://www.hm.edu)

<sup>2</sup> LEW Verteilnetz GmbH, Hübnerstr. 3, D - 86150 Augsburg, +49 821 328-1421, [sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de](mailto:sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de) & [georg.kerber@lew-verteilnetz.de](mailto:georg.kerber@lew-verteilnetz.de), [www.lew-verteilnetz.de](http://www.lew-verteilnetz.de)

<sup>3</sup> Energie- und Umweltzentrum Allgäu gemeinnützige GmbH, Burgstraße 26, D - 87435 Kempten (Allgäu), +49 831 960286-82, [hartmann@eza-allgaeu.de](mailto:hartmann@eza-allgaeu.de), [www.eza.eu](http://www.eza.eu)

**Kurzfassung:** 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 steuerbare Lasten für eine optimale Betriebsweise ebenfalls lokal anpassen, was bei zentraler Fahrplangenerierung 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.

**Keywords:** steuerbare Lasten, Verteilnetz, Fahrplan, Feldtest

## 1 Motivation und Zielstellung

Das existierende Stromnetz von heute wandelt sich stark, insbesondere auf Grund der zunehmenden Zahl angeschlossener EEG-Anlagen. Die bestehenden Netzstrukturen sollen effizienter genutzt werden, die Betriebsmittel optimiert ausgelastet und der Netzbetrieb soll intelligent gestaltet werden. Hierzu werden unterschiedlichste Strategien untersucht ([1], [2], [3], [4] und [5]). Ein vielversprechender Ansatz ist die Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz, wie z.B. steuerbare Lasten [6]. Steuerbare Lasten sind Verbraucher im Verteilnetz, deren Leistungsbezug eine gewisse zeitliche Flexibilität aufweist. Wird eine genügend große Anzahl steuerbarer Lasten, wie z.B. Batterien oder Wärmepumpen, aus den Starklastzeiten in die Schwachlastzeiten verschoben, können effektiv Engpässe vermieden und Leistungsspitzen abgemindert werden ([7], [8], [9], [10]). Allerdings kann sich der lokale Netzzustand innerhalb

weniger Kilometer stark unterscheiden, beispielsweise in einem ländlichen, stark PV-geprägten Gebiet. In den Strängen mit hoher installierter PV-Leistung und geringer anderweitiger Last kann es an sonnigen Tagen zur Lastflussumkehr kommen, die z.B. durch Biogasanlagen landwirtschaftlicher Betriebe noch verstärkt werden kann. In anderen Zweigen mit deutlich weniger oder keiner installierten PV-Leistung ist dieser Effekt nicht sichtbar.

Sogenannte Fahrpläne für die steuerbaren Lasten sollen die bisher genutzte Rundsteuertechnik ablösen [11] und liegen in Deutschland nach §14a EnWG in der Verantwortung des Netzbetreibers. Für die Ermittlung der Fahrpläne oder auch Leistungsbegrenzungen sind hoch aufgelöste Messwerte vor Ort erforderlich, die im Konzept des Intelligenten Messsystems (IMSYS) durch die Modernen Messeinrichtungen (MME) erfasst, über das Smart Meter Gateway (SMGW) und den Messstellenbetreiber (MSB) zum Verteilnetzbetreiber übermittelt werden, der diese auswertet und dann die Fahrpläne generiert. Die Anbindung der verschiedenen Akteure an die FNN-Steuerbox (FNN – Forum Netztechnik/Netzbetrieb) bzw. Kundenanlage übernimmt die Koordinierungsfunktion (KOF). Da es sich bei den zu übermittelnden Daten um sensible, teilweise personenbezogene Informationen handelt, ist der Kommunikationsaufwand entsprechend hoch.

In dieser Arbeit wird untersucht, ob eine Fahrplangenerierung vor Ort in autarken Steuermodulen mit Hilfe von lokalen Spannungsmessdaten möglich ist. Hierzu wurden Prototypen der Steuermodule aufgebaut, in fünf Privathaushalten im Allgäu installiert und für mehrere Monate betrieben. Sie dienten der lokalen Freigabe von vorwärtsgesteuerten Speicherheizungen, als ein Beispiel steuerbarer Lasten.

## 2 Methodik

Ein am lokalen Netzzustand orientierter Fahrplan benötigt vor Ort ermittelte Messdaten. Hierzu dienen die dreiphasig gemessenen Spannungen am Hausanschluss, unter der Annahme, dass die Höhe der Augenblickswerte der gemessenen Spannungswerte ein Indikator für Schwach- bzw. Starklastzeiten sind. Hintergrund ist der Spannungsabfall über der Leitung, der im Lastfall die Spannung am Hausanschluss absenkt. Wird kaum Leistung übertragen ist der Spannungsabfall entsprechend klein und bei Leistungsflussumkehr kommt es zu einer Spannungsanhebung. Entsprechend diesem Zusammenhang wird angenommen, dass ein vergleichsweise hoher Spannungswert auf einen Leistungsüberschuss im Netz und ein niedriger Wert auf eine Starklastzeit hindeutet. Die absolute Höhe der mittleren Spannung, sowie der Spannungsdifferenzen über eine Zeitspanne sind allerdings von der Netztopologie, der Lage des Messpunktes im Strang sowie der installierten Einspeiseleistungen abhängig.

Die Abbildung 1 veranschaulicht schematisch das Vorgehen bei der Ermittlung der Freigabezeit entsprechend dem aktuellen, lokalen Netzzustand. In einem Netzstrang mit großer installierter PV-Leistung wird an sonnigen Tagen eine Spannungsanhebung entsprechend der Einstrahlungsleistung erwartet. Übersteigen die aktuell gemessenen Spannungen einen zuvor ermitteltem Schwellwert  $U_{thres}$ , wird ein Freigabesignal erteilt. Die Freigabezeiten sind entsprechend wetterabhängig.

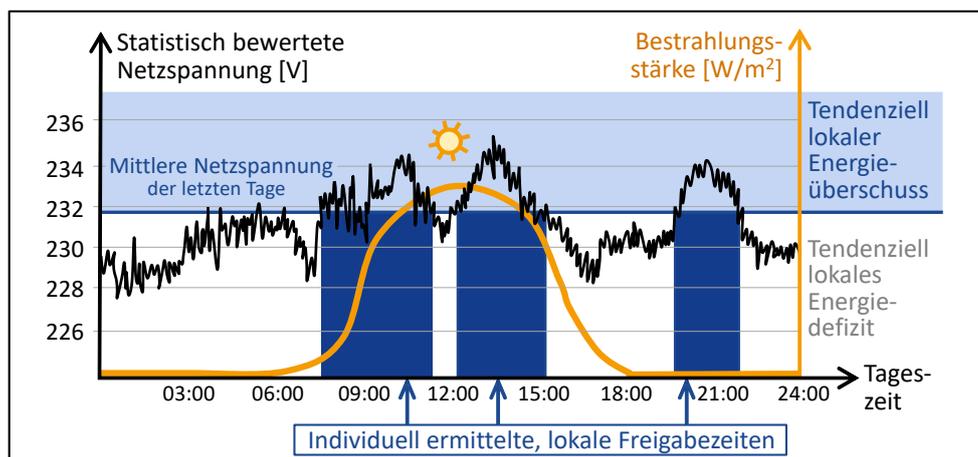


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Aufgabenstellung; Spannungsverlauf (schwarz) und durch Messung am Hausanschluss ermittelte Freigabezeiten des Steuermoduls (blau) für steuerbare Verbraucher

Die im Feldversuch adressierten vorwärtsgesteuerten Speicherheizungen, als ein Vertreter steuerbarer Lasten, erhalten bisher ihre Freigabezeiten über Rundsteuersignale des Verteilnetzbetreibers. Diese Rundsteuersignale können durch das im Steuermodul generierte Freigabesignal ersetzt werden. Für Speicherheizungen soll eine Mindestfreigabezeit von zehn Stunden pro Tag nicht unterschritten werden. Optimaler Weise soll die Summenfreigabezeit pro Tag zwischen zehn und zwölf Stunden liegen, wobei sich diese aus mehreren Zeitfenstern zusammensetzen können. Die Randbedingungen sind allerdings stark abhängig von der Art der steuerbaren Last, d.h. sie müssen für Wärmepumpen oder Batteriespeicher angepasst werden.

### 3 Prototypen und implementierter Steueralgorithmus

Es wurden insgesamt fünf Prototypen der Steuermodule aufgebaut, bei Privatkunden im Allgäu installiert und über mehrere Monate betrieben. Die Prototypen messen jeweils dreiphasig die Spannungen und Ströme am Hausanschluss und verfügen über eine interne Recheneinheit. Bisher werden ausschließlich die gemessenen Spannungen der letzten Tage zur Berechnung der Freigabezeiten verwendet. Die Freigabe wird über ein Relais mit potentialfreiem Kontakt am Steuermodul realisiert, die technisch den Rundsteuersignalen entsprechen. Während der Zeit des Feldtests waren die Module mittels WLAN-Anbindung in der Lage, die Messdaten auf externe Server zu übertragen, sowie Anpassung des Steueralgorithmus durchzuführen. Dieser Kommunikationspfad ist für den eigentlichen Betrieb nicht notwendig.

Der implementierte Steueralgorithmus basiert auf einem minütlichen Vergleich eines gleitenden Mittelwertes der aktuell gemessene Spannung am Hausanschluss mit einer täglich berechneten Schwellwertspannung  $U_{thresh}$  (Abbildung 2). Ist der gleitende Mittelwert größer als die Schwellwertspannung, so wird die Freigabe erteilt. Sinkt er unter die Schwellwertspannung, so wird die Freigabe unterdrückt. Um ein zu häufiges Schalten des Lastschützes der steuerbaren Last zu vermeiden, ist eine Mindestfreigabezeit  $t_{on,min}$  vorgesehen, über deren Dauer die Freigabe pro Schaltung mindestens erteilt werden muss. Ferner wird vor Ende jedes Tages überprüft, ob über die Dauer von 24 h die geforderte Gesamtfreigabezeit zehn Stunden unterschritten wurde. Ist dies der Fall, tritt eine

Zwangsfreigabe am Tagesende in Kraft, die sicherstellt, dass die geforderte Gesamtfreigabezeit erreicht wird.

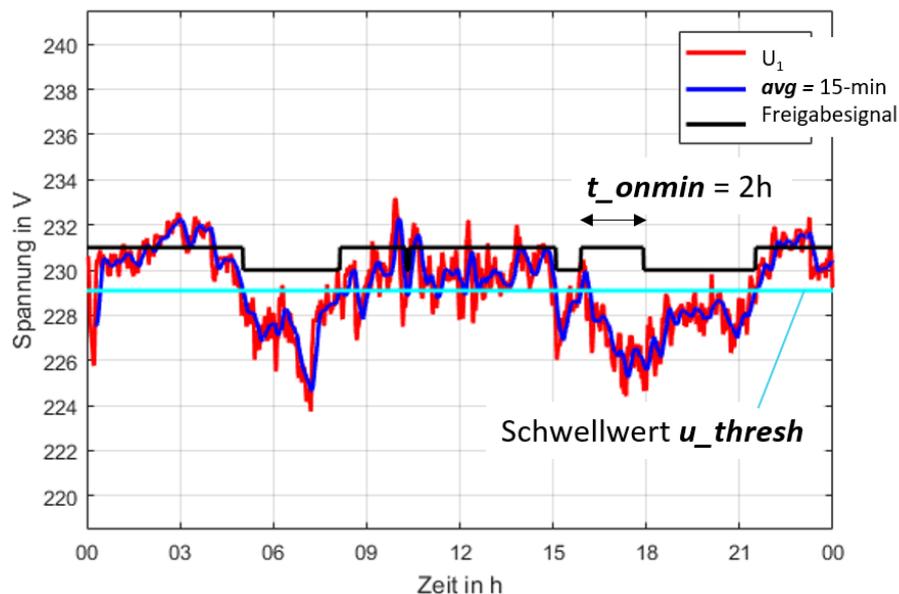


Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Ermittlung des Freigabesignals (schwarz) durch Vergleich eines gleitenden Mittelwertes (blau, hier Spannung  $U_1$  in rot über 15 min gemittelt) mit einem Schwellwert (hellblau)

Die Bestimmung der Schwellwertspannung kann auf unterschiedlichste Weise geschehen. Für den Feldtest wurden die Spannungsverläufe der letzten Tage gemittelt und die Schwellwertspannung  $U_{thresh}$  anschließend genau so gewählt, dass eine angestrebte Freigabezeit  $index_{thresh}$  von z.B. zwölf Stunden pro Tag im gemittelten Spannungsverlauf erreicht wird. Da die Berechnung auf den Messwerten der zurückliegenden Tage beruht, wird eine Wetteränderung dazu führen, dass die Freigabezeit vom angestrebten Wert abweicht. Die Abweichungen der tatsächlich erteilten Freigabezeit gegenüber der angestrebten Freigabezeit wird im Kapitel 4.3.2 diskutiert. In jedem Fall sorgt die Zwangsfreigabe am Tagesende dafür, dass die geforderte Gesamtfreigabezeit von zehn Stunden pro Tag nicht unterschritten wird.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Typische wetterabhängige Spannungsverläufe

Die Ergebnisse aus dem Feldtest zeigen bei einigen Hausanschlüssen einen sehr starken Einfluss der Sonneneinstrahlung. Hier ist der Spannungshub an sonnigen Tagen deutlich erkennbar, wohingegen er bei anderen Messstellen kaum bis gar nicht ausgeprägt ist (Abbildung 3 – 10 Sonnenstunden). Tendenziell korreliert dies mit der installierten PV-Leistung im Strang, allerdings ist die Anzahl der Messstellen zu klein für eine statistisch relevante Auswertung. Bei bedecktem Himmel unterscheiden sich die Kurven weniger deutlich, doch auch hier ist vermutlich auf Grund der diffusen Strahlung bei den stark PV-geprägten Messstellen ein leichter Spannungshub tagsüber erkennbar (Abbildung 4 – 0 Sonnenstunden).

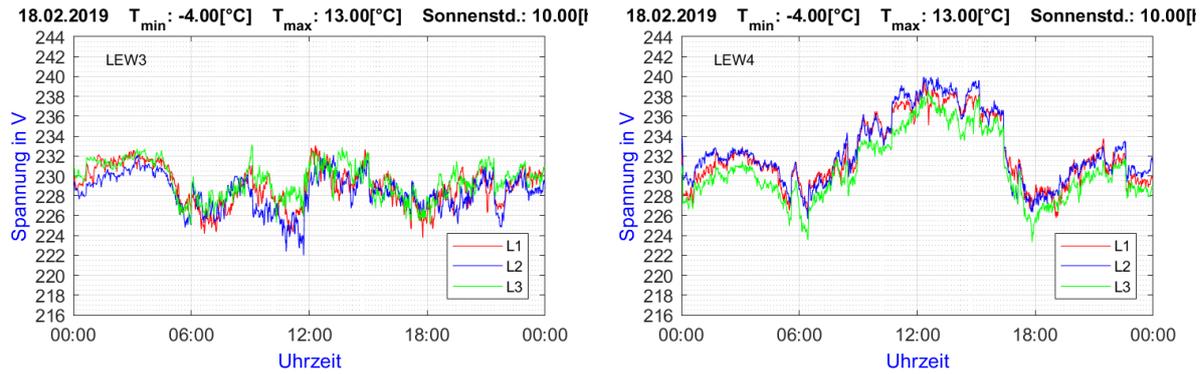


Abbildung 3: Messergebnisse für einen sonnigen Tag (18.2.2019, 10 Sonnenstunden) von zwei Messstellen

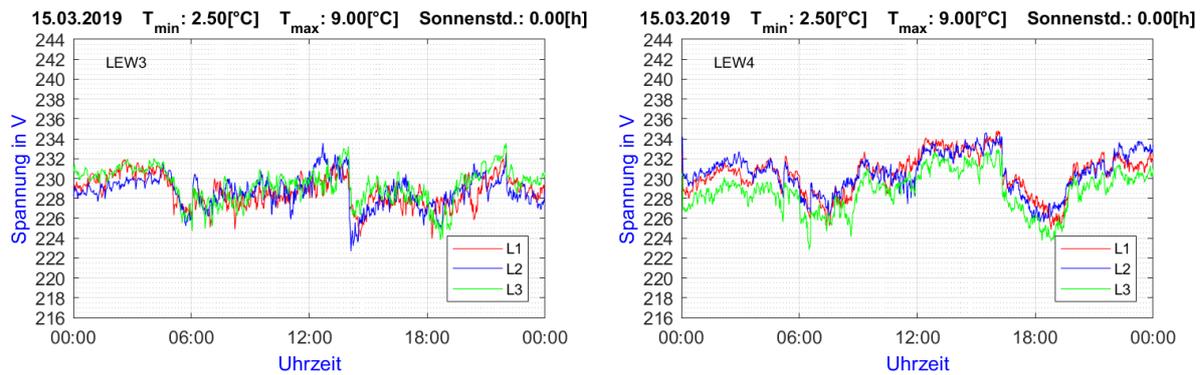


Abbildung 4: Messergebnisse für einen bedeckten Tag (15.3.2019, 0 Sonnenstunden) von zwei Messstellen

## 4.2 Schalthandlungen nach Algorithmus

Abbildung 5 zeigt den Spannungsverlauf und den Strombedarf für eine Messstelle ohne Nutzung des beschriebenen Algorithmus. Es ist klar zu erkennen, dass der Strombezug der Heizung gegen 21 Uhr startet und um 6 Uhr morgens beendet wird. Die unterschiedlichen Höhen der Ströme sowie deren Taktung, werden von der nachgelagerten Heizungssteuerung bestimmt. Diese Heizungssteuerung arbeitet innerhalb der Freigabezeiten, errechnet aber den nötigen Wärmebedarf anhand des aktuellen Speicherstandes, weshalb insbesondere bei höheren Temperaturen die Freigabezeiten nicht zwingend ausgenutzt werden.

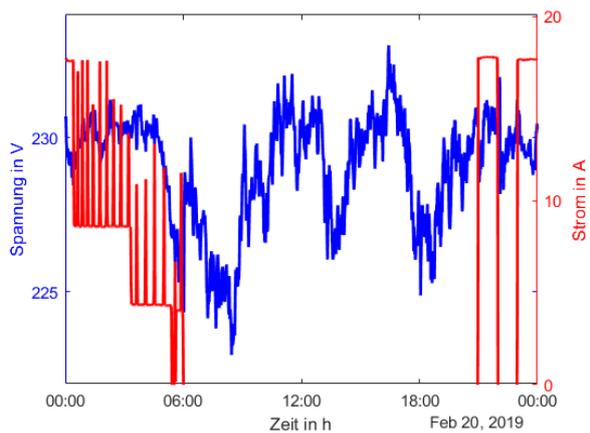


Abbildung 5: Spannungsverlauf und getakteter Strombedarf der Speicherheizung: Freigabezeit durch Rundsteuersignal

Wird der Algorithmus genutzt, so verschiebt sich der Strombezug der Heizung in die Tagstunden, wie beispielhaft in Abbildung 6 gezeigt wird. Im linken Beispiel eines sonnigen

Tages werden zwar weite Teile des Freigabefensters genutzt. Im rechten Beispiel eines bedeckten Tages wird nur in einem kleinen Zeitfenster geladen, was vermutlich witterungsbedingt ist.

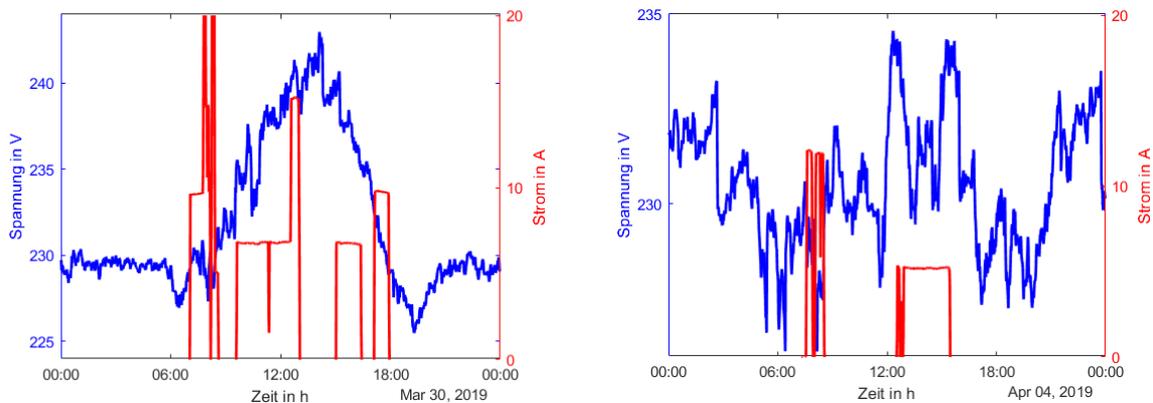


Abbildung 6: Spannungsverlauf und getakteter Strombedarf der Speicherheizung: Freigabezeit durch Algorithmus; für einen sonnigen (links) und einen bedeckten Tag (rechts)

### 4.3 Statistische Analyse der gewählten Parameter

Der Algorithmus zur Bestimmung der Freigabezeit wird durch drei wesentliche Parameter bestimmt (Tabelle 1). Um diese bestmöglich zu wählen, wurde der Parametersatz variiert und mit Hilfe der gesammelten Messergebnisse statistisch analysiert. Für jeden Parametersatz wurden die Schwellwertspannungen  $U_{thresh}$ , die Gesamtfreigabezeit  $t_{on}$  pro Tag und die Anzahl der Schalthandlungen pro Tag  $n_{on}$  über den Zeitraum von etwa drei Monaten errechnet. Sofern nicht weiter vermerkt wurde, wurde für die Rechnungen  $day_{avg} = 3$ ,  $index_{thresh} = 12h$  und  $t_{on,min} = 1h$  verwendet.

Tabelle 1: Verwendete Parametervariationen für die statische Analyse

Parameter	Beschreibung	Analysierte Varianten
$day_{avg}$	Anzahl der Tage, die für die Mittelwert-Tageskurven verwendet werden	1-3-7
$index_{thresh}$	angestrebte Freigabezeit pro Tag in h	8-12-16
$t_{on,min}$	Mindestfreigabezeit pro Schaltzyklus in h	1-2-4

#### 4.3.1 Über $day_{avg}$ Tage gemittelter Spannungsverlauf

Die Berechnung der Schwellwertspannung  $U_{thresh}$  geschieht mit Hilfe des über mehrere Tage gemittelten Spannungsverlaufs. Abbildung 7 veranschaulicht, dass der Spannungsverlauf eines Tages sehr starken Schwankungen unterworfen ist. Je mehr Tage zur Mittelung herangezogen werden, umso stärker wird der Verlauf geglättet. Zudem schwankt die ermittelte Schwellwertspannung  $U_{thresh}$  deutlich weniger, wenn über mehrere Tage gemittelt wird

(Abbildung 8). Ein guter Kompromiss erschien in diesem Fall eine Mittelung über drei Tage zu sein.

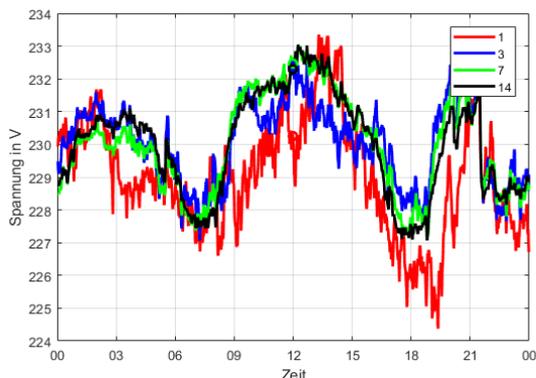


Abbildung 7: Über 1 (rot), 2 (blau), 7 (grün) und 14 (schwarz) Tage gemittelter Spannungsverlauf für eine Messstelle

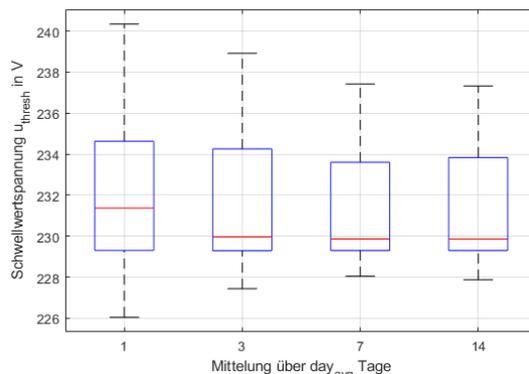


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung der ermittelten Schwellwertspannung abhängig von der Anzahl, über die der Spannungsverlauf gemittelt wurde (rot: Median, blau: 25-75% Quantil, schwarz: max und min)

### 4.3.2 Angestrebte Freigabezeit pro Tag $index_{thresh}$

Die angestrebte Freigabezeit pro Tag  $index_{thresh}$  gibt an, wie lange im oben beschriebenen, über mehrere Tage gemittelten Spannungsverlauf eine Freigabe erteilt werden soll. Dies korrespondiert eindeutig mit einer Spannung, die als Schwellwertspannung  $U_{thresh}$  für den nächsten Tag dient. Die angestrebte Freigabezeit pro Tag  $index_{thresh}$  entspricht nicht genau der zu erwarteten Freigabezeit, da sich zum einen die Einstrahlungsleistung am aktuellen Tag ändern kann und die Mindesteinschaltzeit pro Schaltzyklus die Freigabezeit tendenziell verlängert.

Abbildung 9 zeigt, dass die Freigabezeit pro Tag  $t_{on}/day$  sich mit dem Wert von  $index_{thresh}$  erhöht, der Median jedoch jeweils deutlich über dem eigentlichen Wert liegt. Ein Wert von  $index_{thresh} = 10h$  genügt, um an den meisten Tagen eine Freigabezeit von zehn Stunden zu gewährleisten. Die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag  $n_{on}/day$  bleibt ab  $index_{thresh} = 10h$  etwa konstant.

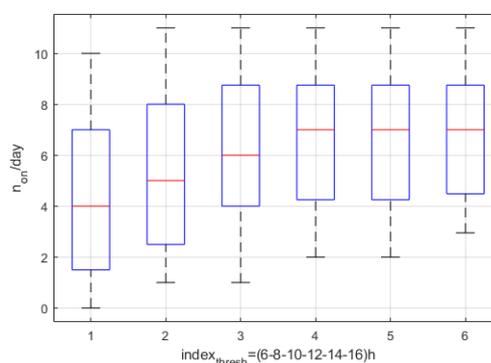
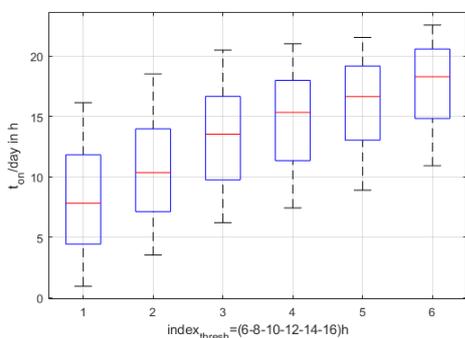


Abbildung 9: Darstellung der Häufigkeitsverteilung für Summenfreigabezeit pro Tag (links) und Anzahl der Schaltzyklen pro Tag (rechts) abhängig von angestrebte Freigabezeit pro Tag  $index_{thresh}$  (rot: Median, blau: 25-75% Quantil, schwarz: max und min)

### 4.3.3 Mindestfreigabezeit pro Schaltzyklus $t_{on,min}$

Die Mindestdauer pro Freigabefenster soll ein zu häufiges Schalten des Lastschützes vermeiden. Ist die Mindestdauer klein ( $t_{on,min} = 0,5h$ ), so wird die geforderte Gesamtfreigabezeit von mindestens zehn Stunden pro Tag im Mittel nur wenig überschritten (Abbildung 10, links). Auch sind die Freigabezeiten sehr gut auf die Zeiten des Energieüberschusses im Netz abgestimmt. Allerdings ist die Gesamtfreigabezeit stark gestüekelt und die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag  $n_{on}$  gegenüber großen Mindestfreigabezeiten ( $t_{on,min} = 4h$ ) deutlich erhöht (Abbildung 10, rechts). Bei großen Freigabezeiten wird hingegen die Gesamtfreigabezeit pro Tag  $t_{on}/day$  deutlich überschritten, die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag  $n_{on}$  hingegen deutlich kleiner. Beide Effekte müssen bei der Parametrierung gegeneinander abgewogen werden. Nachdem zehn Schaltzyklen pro Tag nicht überschritten werden sollten, erscheint eine Mindestfreigabezeit pro Schaltzyklus von  $t_{on,min} = 1,0h$  sinnvoll.

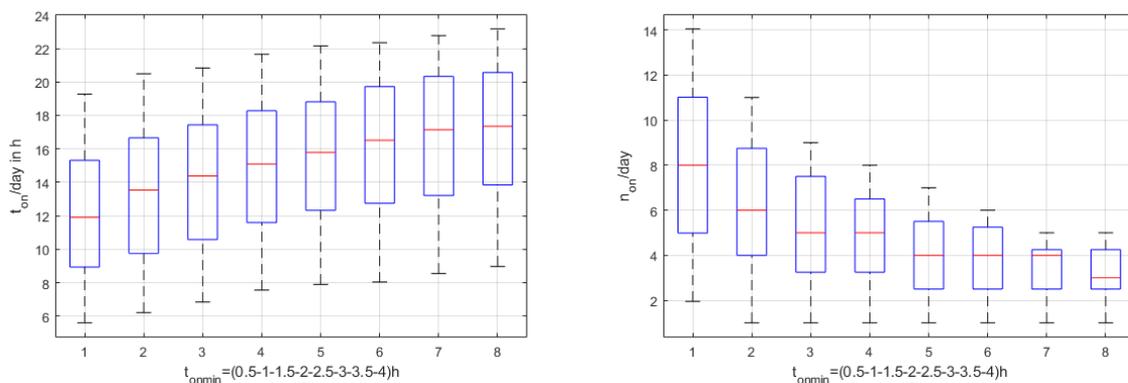


Abbildung 10: Darstellung der Häufigkeitsverteilung für Summenfreigabezeit pro Tag (links) und Anzahl der Schaltzyklen pro Tag (rechts) abhängig von der Mindestdauer pro Freigabe  $t_{on,min}$  (rot: Median, blau: 25-75% Quantil, schwarz: max und min)

## 5 Zusammenfassung

Dieser Beitrag beschreibt den Ansatz einer autarken lokalen Generierung von Fahrplänen für steuerbare Lasten. Dieser beruht allein auf Spannungsmessdaten am Hausanschluss. Mit Hilfe der Messdaten der letzten Tage wird eine Schwellwertspannung errechnet. Übersteigt die aktuell gemessene Spannung den Schwellwert, so wird eine Freigabe erteilt. Fällt sie wieder unter den Schwellwert, wird nach einer Mindestfreigabezeit die Freigabe entzogen.

Fünf Steuermodule wurden entsprechend diesem Ansatz aufgebaut und in einem Feldversuch getestet. 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.

Die Messergebnisse wurden statistisch ausgewertet, um die Parametrierung des Algorithmus zu verbessern. Mit Hilfe der Analyse ist es möglich, die Parametersätze für die Anwendung der Speicherheizungen als ein Beispiel flexibler Lasten zu optimieren.

## 6 Referenzen

- [1] 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].
- [2] 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](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/forschung/windheizung.html). [Zugriff am 23.08.2019].
- [3] FIZ Karlsruhe, „Service-Plattform-Verteilnetze zum integralen Lastmanagement,“ FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH, 2019. [Online]. Available: <https://forschung-stromnetze.info/projekte/service-plattform-verteilstromnetze-zum-integralen-lastmanagement/>. [Zugriff am 29.08.2019].
- [4] FIZ Karlsruhe, „Das proaktive Verteilnetz - Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze,“ FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH, 2019. [Online]. Available: <https://forschung-stromnetze.info/projekte/ampelkonzept-fuer-effizientere-verteilstromnetze/>. [Zugriff am 29.08.2019].
- [5] innogy SE, „Smart Operator - Zentraler Baustein für das Stromnetz der Zukunft,“ innogy SE, 2019. [Online]. Available: <https://iam.innogy.com/ueber-innogy/innogy-innovation-technik/smart-grids/smart-operator>. [Zugriff am 04.09.2019].
- [6] FNN, *Nutzung von Flexibilitäten in der Niederspannung*, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [7] M. Klobasa, *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsverteilnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, Zürich: ETH Zürich, 2007.
- [8] I. Stadler, *Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*, Berlin: Verlag im Internet GmbH, 2006.
- [9] A. Liebe und M. Wissner, *Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich*, Bad Honnef: WIK - Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, 2015.
- [10] A. Chardon, O. Almén, P. E. Lewis, J. Stromback und B. Château, *Demand Response: a decisive breakthrough for Europe*, Capgemini, 2008.
- [11] FNN, *KOF - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene*, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.