

„ENTWICKLUNG EINES TOOLS ZUR SPEZIFISCHEN, LASTGANGBASIERTEM EIGENVERBRAUCHSOPTIMIERUNG MITTELS PV-LEISTUNGSPROGNOSE“

Klaus MARKGRAF¹

Abstract

Das Vorhaben der Bundesregierung bis 2050 80 % der Bruttostromversorgung mit erneuerbaren Energien abzudecken, bringt neben wichtigen ökologischen Vorteilen auch einige Herausforderungen mit sich. Eine davon ist, dass die hohe Anzahl von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) schon jetzt dafür sorgt, dass bei langanhaltendem, sonnigem Wetter die hohe Einspeiseleistung die Sicherheit des Stromverteilnetzes gefährdet. Um dies zu verhindern, wird aktive Forschung im Bereich der PV-Leistungsprognose betrieben. Dies erfolgt vorrangig zu dem Zweck, dem Netzbetreiber im Vorfeld die zu erwartende Leistung aufzeigen zu können, sodass dieser einen größeren Handlungszeitraum hat und die Sicherheit des Stromnetzes dadurch gesteigert wird. Die hohen, jährlichen Stromverbräuche von Privathaushalten und die wachsende Anzahl von PV-Anlagen zur privaten Nutzung führen jedoch dazu, dass sich auch das energetische Verhalten von Privathaushalten, in Form des Eigenverbrauchs auf die Netzsicherheit auswirkt [1]. Hinzu kommt, dass Privathaushalte aus persönlicher Motivation an einer Steigerung ihres Eigenverbrauchs interessiert sind, da jede, vom Netzbetreiber bezogene kWh ein Vielfaches dessen kostet, was diese durch eine Einspeisung derselben Energiemenge bekommen. Jedoch existiert für Privathaushalte keine Software, mit der der spezifische Verbrauch der eigenen Haushaltsgeräte auf Basis einer PV-Prognose optimiert werden kann. Das hier beschriebene Projekt verfolgt aus diesem Grund das Ziel, eine solche Software zu erstellen und diese hinsichtlich Ihres Potenzials zu analysieren.

Um adäquate PV-Leistungsprognosedaten für die Verwendung innerhalb der Software nutzen zu können, wurden unterschiedliche Modelle und deren Prognosemethoden sowohl auf ihre Genauigkeit als auch auf ihre Qualität hinsichtlich des Verwendungsziels untersucht. Dabei kamen sowohl statistische, als auch physikalische Prognosemodelle zum Einsatz, welche in Anlehnung an die Studie [2] mittels der normalisierten RSME-Fehlermetrik über einen Zeitraum von 60 Tagen verglichen wurden. Als Grundlage für den Vergleich dienten zwei örtlich voneinander getrennte PV-Anlagen, die sich sowohl hinsichtlich ihrer Ausrichtung als auch der Neigung unterscheiden. Auf diese Weise war es möglich, zunächst die generelle Genauigkeit der Prognosemodelle zu ermitteln und diese mit Modellen anderer Studien [2], [3] zu vergleichen. Zusätzlich dazu, wurde für jeden untersuchten Tag auch das generelle Prognoseverhalten der Modelle näher betrachtet, sodass eine Berücksichtigung der Qualität der Modelle, gemäß der Referenz [4] ebenfalls erfolgen konnte. Obwohl die Studie [2] auf die negative Korrelation zwischen der Genauigkeit und dem Prognosehorizont hinweist, war es nicht möglich diesen geringer zu wählen als bis zum Ende des kommenden Tages. Grund dafür ist die Handlungszeit zur Vorbereitung und Umsetzung der ermittelten Verbraucherkonstellation, die alle Nutzer:innen der Software benötigen.

Neben den zu erwartende PV-Leistungen sind es die Lastprofile der elektrischen Verbraucher, welche für eine Eigenverbrauchsoptimierung berücksichtigt werden müssen. Zur Ermittlung dieser und in Mangel an Quellen zu bereits aufgenommenen Daten, wurden im Laufe des Projekts selbständig Lastgänge verschiedener Geräte und Hersteller mit minutengenauer Auflösung aufgenommen. Diese dienen stellvertretend für gleiche Geräte anderer Hersteller als Standardlastprofile und sind zu diesem Zweck in der Software hinterlegt. Neben diesen Lastprofilen ermöglicht es die Anwendung für alle Nutzer:innen die vorhandenen Daten durch die Lastprofile der eignen Haushaltsgeräte mittels eines einfachen Imports zu ergänzen. Somit kann die für den kommenden Tag zu optimierende Verbraucherkonstellation bei Bedarf als tatsächlicher, digitaler Zwilling innerhalb der Software dargestellt werden.

¹ Technische Hochschule Brandenburg, Magdeburger Straße 50, 03381/355-373, 03381/355-199, markgraf@th-brandenburg.de, <https://www.th-brandenburg.de>

Zur Ermittlung einer Verbraucherkonstellation, die zu einem maximalen Eigenverbrauch führt, bedarf es eines Optimierungsalgorithmus. Dieser muss, bezogen auf die prognostizierte PV-Leistung, die Startzeiten der Verbraucher variieren, bis der Bedarf an externer elektrischer Energie minimiert ist. Zudem muss der Optimierungsprozess verschiedene Nebenbedingungen berücksichtigen, welche für den realen Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von privaten Haushalten entscheidend sind. Zu diesen Nebenbedingungen zählen unter anderem:

- ein möglicher Parallelbetrieb der Verbraucher,
- spezifische Start- und Endzeiten der Verbraucher hinsichtlich des Nutzerverhaltens,
- Berücksichtigung der wirtschaftlichen Wertigkeit von Netzstrom im Vergleich zu PV-Strom.

Dem Ziel entsprechend, wurde ein Optimierungsproblem formuliert und programmiert, welcher auf Basis ganzzahliger Optimierungsparameter den maximalen Eigenverbrauch unter Berücksichtigung aller genannten Nebenbedingungen ermittelt.

Mithilfe dieses Optimierungsalgorithmus war die Entwicklung eines Softwaretools möglich, welches unter Berücksichtigung der individuellen Parameter der PV-Anlage wie Ausrichtung, Neigung und Anlagengröße, sowie spezifischer, realer Lastdaten, alle für den kommenden Tag geplanten Verbraucher zeitlich so konstellierte, dass es Nutzer:innen ermöglicht wird, den Betrieb der Verbraucher entsprechend zu planen und vorzubereiten.

Um das Potenzial des fertiggestellten Softwaretools zu analysieren, wurde zunächst ein Szenario mit einer festen Verbraucherliste für jeden Wochentag erstellt und über einen Zeitraum von 60 Tagen an einer der zur Verfügung stehenden PV-Anlagen angewandt. Dabei wurde jeweils für den kommenden Tag eine PV-Prognose erstellt und mittels der Software die gemäß dem Szenario verwendeten Verbraucher zeitlich betrieben. Im Nachgang konnte mittels des realen PV-Ertragsprofils des Tages bestimmt werden, wie hoch die eingespeiste und die vom Netzbetreiber benötigte Energie bei Befolgung der Handlungsempfehlung war. Dem entgegengesetzt wurde eine intuitive Verbraucherkonstellation, welche auf der Annahme beruht, dass Besitzer:innen von PV-Anlagen dazu tendieren, elektrische Geräte um die Mittagszeit zu betreiben.

Mittels der durchgeführten Potenzialanalyse konnte, wie in Tabelle 1 aufgeführt, bewiesen werden, dass die Verwendung der Software den Eigenverbrauch privater Haushalte steigern und somit gleichzeitig das Stromnetz entlasten kann. Die marginal wirkenden Unterschiede zwischen den Handlungsweisen finden ihre Begründung unter anderem darin, dass die genutzte PV-Anlage nach Süden ausgerichtet war, was den intuitiven Betrieb begünstigte. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass die Entlastung des Netzes zum einen mit der Anzahl der Nutzer:innen korrelieren würde. Dementsprechend werden weiterführende Studien zur Potenzialanalyse der Software als sinnvoll erachtet.

Tabelle 1 - Ergebnisse der 60 Tage-Testreihe einer optimierten und einer intuitiven Verbrauchernutzung gemäß dem festgelegten Szenario

	Eingespeiste Energie in optimiertem Szenario / kWh (prozentuale Differenz zum intuitiven Betrieb)	Bezogene Energie in optimiertem Szenario / kWh (prozentuale Differenz zum intuitiven Betrieb)	Eingespeiste Energie in intuitivem Szenario / kWh	Bezogene Energie in intuitivem Szenario / kWh
Anlage Süd, 30°, 880 W	39,2 (-9,7 %)	149,5 (-2,8 %)	43,4	153,8

Referenzen

- [1] W. Marańda, „Analysis of self-consumption of energy from grid-connected photovoltaic system for various load scenarios with short-term buffering“, *SN Appl. Sci.*, Bd. 1, Nr. 5, S. 406, Mai 2019, doi: 10.1007/s42452-019-0432-5.
- [2] T. N. Nguyen and F. Müsgens, „What drives the accuracy of PV output forecasts?“, *Applied Energy*, Bd. 323, S. 119603, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119603.
- [3] K. J. Iheanetu, „Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review“, *Sustainability*, Bd. 14, Nr. 24, S. 17005, Dez. 2022, doi: 10.3390/su142417005.
- [4] D. Yang u. a., „Verification of deterministic solar forecasts“, *Solar Energy*, Bd. 210, S. 20–37, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.019.