

# Stabiles Netz dank Batteriespeichern

Auszug aus dem eco2friendly-Magazin Frühling / Sommer 2023



Mit modernen Betriebsstrategien könnten Photovoltaikanlagen mit dezentralen Batteriespeichern nicht nur den Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom erhöhen, sondern auch zur Netzstabilität beitragen. Forschende der Berner Fachhochschule BFH haben den potenziellen Nutzen für das Verteilnetz untersucht.

Text: Stefan Schori, BFH, Michael Höckel, BFH



■ Stefan Schori ist Tenure-Track-Dozent an der Berner Fachhochschule BFH.



■ Prof. Michael Höckel ist Professor für Energiesysteme an der Berner Fachhochschule BFH.

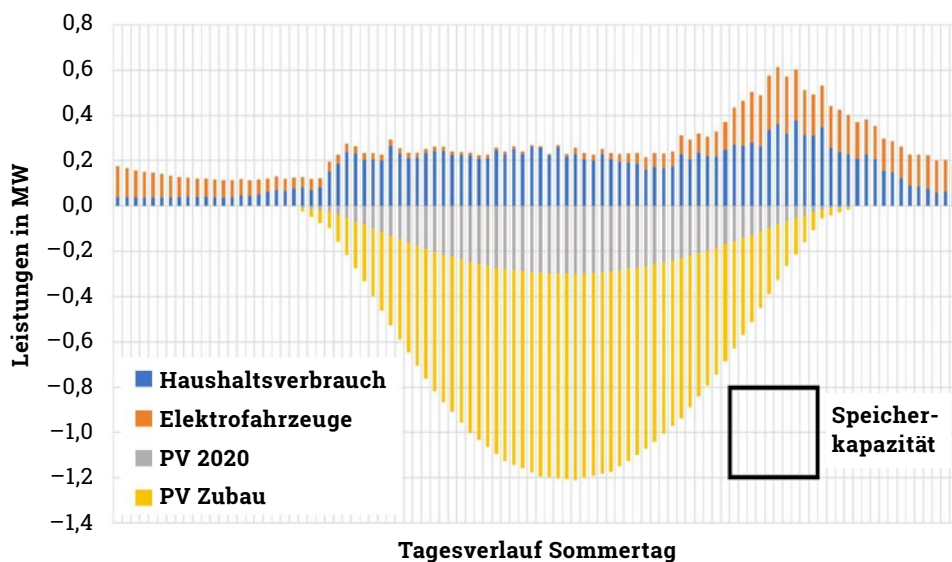
siert. Im Rahmen des Projekts «BAT4SG» haben BFH und Wirtschaft genauer untersucht, welchen Wert diese Betriebsstrategie für ihr Netz generieren würde. Projektpartner waren die Verteilnetzbetreiber Groupe E und WWZ sowie der Branchenverband Swissolar. Forschungspartner war das BFH-Zentrum Energiespeicherung. Das vom Bundesamt für Energie BFE unterstützte Projekt hat den potenziellen technischen Nutzen des netzdienlichen Betriebs dezentraler Kundenbatteriespeicher für das Verteilnetz quantifiziert. In einem zweiten Schritt wurde der finanzielle Nutzen für das Verteilnetz untersucht, der durch einen netzdienlichen Betrieb entsteht. So wurde ein finanzieller Wert für den Verteilnetzbetreiber ermittelt, mit dem die Flexibilitätsanbieter vergütet werden könnten.

treiber ermittelt, mit dem die Flexibilitätsanbieter vergütet werden könnten.

## Simulation der Szenarien 2020 und 2035

Um den technischen Nutzen verschiedener Betriebsarten von dezentralen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren zu können, wurden drei Niederspannungsnetze mit einer Netzsimulationssoftware detailliert modelliert – ein städtisches, ein vorstädtisches und ein ländliches Verteilnetz. Es wurden sowohl Modellierungen der Netze für die Ist-Situation (Jahr 2020) als auch für das Jahr 2035 vorgenommen. Für 2035 wurden Entwicklungsperspektiven miteinbezogen – für den Zubau von PV-Anlagen, die E-Mobilität und die Ladesäulen-

Damit keine Überlastungen von Betriebsmitteln auftreten, muss das Stromnetz an die künftigen Anforderungen durch den Zubau dezentraler Photovoltaikanlagen, die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die Elektromobilität angepasst werden. Für die Auslegung der Verteilnetze und die Dimensionierung der Betriebsmittel sind besonders die Leistungsspitzen bei Einspeisung und Bezug relevant. Kundenseitige dezentrale Batteriespeicher könnten aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen, indem sie die lokalen Leistungsspitzen brechen und damit Leitungen und Transformatoren entlasten. Aktuell existieren für Privathaushalte keine Anreize, um einen Batteriespeicher netzdienlich zu betreiben. Verteilnetzbetreiber (VNB) sind allerdings zunehmend an einem netzdienlichen Betrieb interes-



■ Abbildung 1 zeigt die für das Jahr 2035 getroffenen Annahmen für die Leistungswerte des Haushaltsverbrauchs, der Elektrofahrzeuge und der PV-Anlagen im vorstädtischen Netz. Lediglich eine kleine Speicherkapazität (Rechteck) steht sowohl für den Eigenverbrauch als auch für einen netzdienlichen Betrieb zur Verfügung.

leistung, den Stromverbrauch und die Entwicklung der stationären Batteriespeicher. Es fällt auf, dass im Verhältnis zur PV-Produktion lediglich eine kleine Speicherkapazität (Rechteck) sowohl für den Eigenverbrauch als auch für einen netzdienlichen Betrieb zur Verfügung steht (Abbildung 1).

### Wert der netzdienlichen Batteriespeicher

Der technische Wert der netzdienlich betriebenen Batteriespeicher im Verteilnetz ist sehr punktuell und lokal stark unterschiedlich. Je inhomogener die Verteilnetzstruktur ist, desto relevanter sind einzelne Batteriespeicher an relevanten Standorten.

Indem die Simulationsergebnisse für 2035 extrapoliert wurden, konnte abgeschätzt werden, dass die Überlastungen von Leitungen und Transformatoren aufgrund des netzdienlichen Betriebs im vorstädtischen und städtischen Netz im Durchschnitt um 4 bis 6 Jahre verzögert würden. Für das ländliche Netz wäre der Effekt gering, da der starke Ausbau der Photovoltaik dazu führen würde, dass die Betriebsmittel ohne Massnahmen im Netz besonders schnell und stark überlastet würden (Abbildung 2). Ein Betriebsmittel kann aus technischer Sicht oft über die Abschreibungsdauer (35 Jahre für Trafostationen und 40 Jahre für Leitungen) hinaus betrieben werden. So wurde der finanzielle Wert der Verzögerungen von Netzverstärkungen für eine techni-



■ Steffen Wienands und Yoann Moullet im Labor des BFH-Zentrums Energiespeicherung in Biel.

sche Lebensdauer der Betriebsmittel von 50 Jahren berechnet. Die technische Lebensdauer von Leitungen und Transformatoren ist hoch, die Kosten relativ gering. So fällt der finanzielle Wert der Verzögerung von Netzverstärkungen durch Netzdienlichkeit gering aus. Würde dieser im Verteilnetz erzielte Wert den Batteriebesitzern und -besitzerinnen rückvergütet werden, könnte der netzdienliche Betrieb eines Batteriespeichers mit 10 Kilowattstunden Energie-Inhalt mit einer einmaligen Bezuschussung von 100 bis 200 Franken angereizt werden.

Die Verteilnetzbetreiberin Groupe E ist mit der Idee ins Projekt gestartet, dass sie mit einer finanziellen Vergütung Batteriebesitzer und -besitzerinnen zu einer netzdien-

lichen Betriebsart motivieren könnte. Die Projektergebnisse zeigen aber, dass dies unter den getroffenen Annahmen nicht möglich ist, weil der vertretbare finanzielle Anreiz im Vergleich zu den Kosten einer Batterie zu tief wäre. Groupe E ist aber überzeugt, dass sich stationäre Batteriespeicher und Batterien in Elektroautos in den kommenden Jahren stark verbreiten werden und dass Speicher eine wertvolle Optimierung im Stromsystem ermöglichen könnten. Deshalb wird Groupe E in einem nächsten Schritt prüfen, ob ein netzdienliches Verhalten solcher Batterien über stündlich variable Tarife zu erreichen wäre.

[www.bfh.ch](http://www.bfh.ch)

Co-Autor: Steffen Wienands, ehemaliger stv. Projektleiter Prosumer-Lab, BFH

Der Originalartikel erschien im Magazin «Spirit Biel/Bienne» der Berner Fachhochschule, Ausgabe September 2022. <https://bit.ly/3UYPB7d>

Schlussbericht Projekt «BAT4SG»: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522>

BFH-Zentrum Energiespeicherung: [bfh.ch/energy](http://bfh.ch/energy)

Labor für Elektrizitätsnetze: [bfh.ch/de/forschung/forschungsbereiche/labor-elektrizitaetsnetze/](http://bfh.ch/de/forschung/forschungsbereiche/labor-elektrizitaetsnetze/)

Bundesamt für Energie BFE: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

Groupe E: [www.groupe-e.ch](http://www.groupe-e.ch)

WWZ: <https://www.wwz.ch/de/>

Kontakt: [stefan.schori@bfh.ch](mailto:stefan.schori@bfh.ch); [michael.hoeckel@bfh.ch](mailto:michael.hoeckel@bfh.ch)

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
<b>2035</b>			
<b>Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 2 Leitungen	2 Trafos 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
<b>2020–2045:</b>			
<b>Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 9 Leitungen	2 Trafos 3 Leitungen	5 Leitungen
<b>Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen</b>	4,5 Jahre	5,5 Jahre	1,5 Jahre
<b>Finanzieller Wert (bei ECom-Amortisation über 35/40 Jahre für Transformatoren und Leitungen)</b>	CHF 32 000.–	CHF 8600.–	CHF 600.–
<b>Finanzieller Wert (bei technischer Lebensdauer von 50 Jahren)</b>	CHF 40 200.–	CHF 12 800.–	CHF 2900.–
<b>Auftreten der meisten Verzögerungen</b>	2030–2040	Um das Jahr 2035	2029–2037

■ Abbildung 2 fasst den technischen und finanziellen Nutzen der Batterien mit einem netzdienlichen Algorithmus zusammen. Sie zeigt, für wie viele Betriebsmittel Verzögerungen von Überlastungen im Jahr 2035 bzw. über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2045 erreicht werden könnten.