

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 113 (2022)
Heft: 5

Artikel: Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern = Des batteries au service du réseau
Autor: Wienands, Steffen
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1037096>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 02.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>



Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern

Forschungsprojekt Bat4SG | Die Anzahl an PV-Anlagen mit Batteriespeicher nimmt stetig zu. Die dezentralen Batteriespeicher werden oft zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Mit modernen Betriebsstrategien könnten sie aber auch zur Netzstabilität beitragen. Über Simulationen wurde untersucht, wie das Verteilnetz durch netzdienlichere Betriebsstrategien entlastet werden könnte.

STEFFEN WIENANDS

Der Gesetzgeber legt grossen Wert auf eine effiziente Nutzung von Flexibilitäten bei den Endkunden, und Batterien gehören zu den flexibelsten Komponenten künftiger Kunden. Mit der Energiewende und dem damit verbundenen weiteren Zubau von dezentralen PV-Anlagen, der weiteren Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der aufkommenden Elektromobilität werden grosse Herausforderungen auf die Stromnetze im Allgemeinen und die Verteilnetze im Speziellen zukommen. Für die Auslegung der Verteilnetze und die Dimensionierung der Betriebsmittel sind besonders

die Leistungsspitzen – sowohl bei Einspeisung als auch bei Bezug – relevant. Kundenseitige, dezentrale Batteriespeicher könnten diese lokalen Leistungsspitzen brechen und damit aktiv zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Doch heute werden die Speicher vor allem eigenverbrauchs-maximierend betrieben. Anreize, um mit dem Batteriespeicher einen aktiven Beitrag an die Netzstabilität zu leisten – ihn also netzdienlich zu betreiben –, existieren für Privathaushalte nicht. Verteilnetzbetreiber (VNB) sind zunehmend an einem netzdienlichen Betrieb interessiert, können jedoch nur schwer ein-

schätzen, welchen Wert diese Betriebsstrategie für ihr Netz generieren würde.

Um dies genauer zu untersuchen, wurde das Projekt Bat4SG lanciert. Projektpartner waren die Verteilnetzbetreiber Groupe E und WWZ sowie der Branchenverband Swissolar. Forschungspartner war die Berner Fachhochschule (BFH). Das vom Bundesamt für Energie (BFE) unterstützte Projekt hat den potenziellen technischen Nutzen des netzdienlichen Betriebs dezentraler Kunden-Batteriespeicher für das Verteilnetz quantifiziert. In einem zweiten Schritt wurde der finanzielle Nutzen für das Verteilnetz untersucht, welcher

durch einen netzdienlichen Betrieb entsteht. So wurde ein finanzieller Wert für den Verteilnetzbetreiber ermittelt, mit dem die Flexibilitätsanbieter vergütet werden könnten.

Wie Batterien netzdienlich wirken können

Die Dimensionierung der Betriebsmittel in Stromnetzen, wie Leitungen und Transformatoren, richtet sich massgeblich nach der für sie maximal zu erwartenden Leistungen. Die grössten Herausforderungen in Bezug auf die Leistung werden künftig in Verteilnetzen wohl in kalten Winter-Abendstunden (Bezug) und im Frühjahr oder im Sommer bei maximaler PV-Erzeugung (Einspeisung) entstehen. Betriebsmittel werden in diesen Extremsituationen zuerst an ihre Belastungsgrenzen stossen. Um Leistungsspitzen zu senken, können netzdienlich betriebene Batteriespeicher Bezugs- und Einspeisungsspitzen kappen und den Bezugs- bzw. Einspeisungszeitpunkt verschieben bzw. über längere Zeiträume strecken. Dadurch erzielen sie einen direkten Nutzen im Verteilnetz: Auslastungen an Betriebsmitteln werden reduziert und mögliche Überlastungen von Betriebsmitteln in Extremsituationen könnten verhindert werden.

Spannungswerte werden lokal durch Leistungsspitzen beeinflusst. Bei hohem Leistungsbezug sinkt die Spannung, bei hohen Leistungseinspeisungen steigt sie. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Spannung im Bereich von +10% bis -10% von der Nennspannung zu halten. Neben der Vermeidung von Überlastungen können netzdienlich eingesetzte Batteriespeicher auch über die Stabilisierung der Knotenspannung innerhalb des durch die EN 50160 [1] vorgegebenen Spannungsbandes einen direkten technischen Nutzen im Verteilnetz darstellen. Zum Beispiel könnten erst die Batteriespeicher die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte ermöglichen und so zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzverstärkungen bzw. Netzausbau führen.

Simulation der Szenarien 2020 und 2035

Um den technischen Nutzen verschiedener Betriebsarten von dezentralen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren zu können, wurden drei

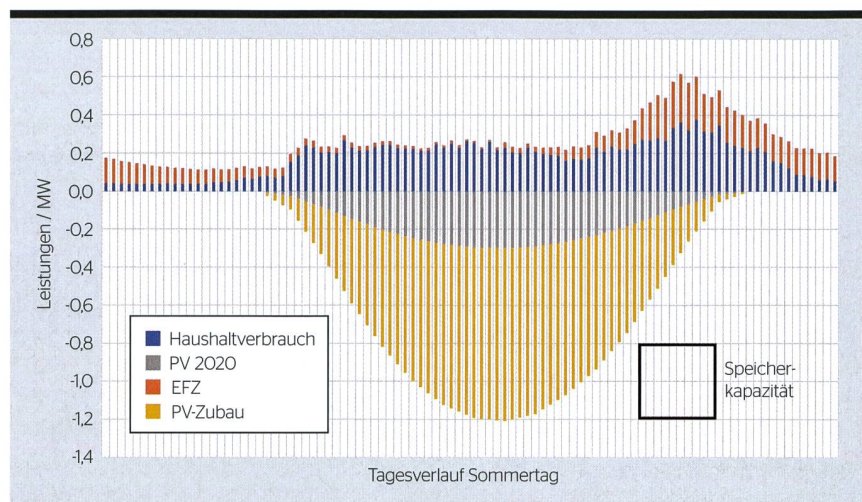


Bild 1 Tagesverläufe des Haushaltsverbrauchs, der Elektrofahrzeuge (EFZ) und der PV-Anlagen im vorstädtischen Netz an einem Sommertag 2035.

Niederspannungsnetze mit der Netzsimulationsoftware Power Factory detailliert modelliert – ein städtisches 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 für den Zubau von PV-Anlagen, die E-Mobilität und Ladesäulenleistung, den Stromverbrauch und die Entwicklung der stationären Batteriespeicher miteinbezogen.

Zur Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Batteriespeicheralgorithmien auf die Netze wurden drei Betriebsarten modelliert: Eigenverbrauchsoptimierung (EVO), netzdienlicher Lastausgleich (LA) sowie netzdienlicher Trafolastausgleich (TLA).

Der Lastausgleichsalgorithmus beeinflusst die Leistungsflüsse des individuellen Haushalts – es ist ein netzdienlicher, dezentraler Algorithmus. Der Trafolastausgleichsalgorithmus steuert die Batteriespeicher so, dass der Leistungsfluss an der Trafostation möglichst gut ausgeglichen wird – eine zentrale Steuerung der dezentralen Batteriespeicher. Für die PV-Wechselrichter wurde eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$ implementiert. Sie können somit eigenständig zur Spannungshaltung beitragen.

Simuliert wurden einzelne Tage, die die Extrem-Belastungsszenarien abbilden: Im Winter führt eine hohe Elektrizitätsnachfrage und zusätzlich

benötigte Leistung der E-Mobilität zu hohen Leistungen am Abend. Die PV-Produktion bleibt aus. Der Sommertag bildet perfekte Wetterbedingungen zur PV-Erzeugung und eine etwas geringere Elektrizitätsnachfrage ab. Im Sommer erzeugt die PV-Einspeisung die hohen Leistungsspitzen.

Das untersuchte, vorstädtische Netz setzt sich vorwiegend aus Einfamilienhäusern (EFH) und kleineren Mehrfamilienhäusern (MFH) zusammen. Die Grösse der PV-Anlagen und die Haushaltsverbräuche bewegen sich im gesamten Netz in einer ähnlichen Grössenordnung, die Netzstruktur ist relativ homogen. Das städtische Netz besteht vorwiegend aus grösseren MFH, einzelnen EFH sowie Büro- und Gewerbeflächen. Die für PV-Anlagen zur Verfügung stehenden Dachflächen ermöglichen eine Einspeisungsleistung, die im Verhältnis zum Elektrizitätsverbrauch gering ist. Das ländliche Netz besteht aus EFH und einzelnen grösseren Gebäuden wie Bauernhöfe oder Scheunen. Die Gebäude verfügen teilweise über grosse Dachflächen, wodurch sich leistungsstarke PV-Anlagen ergeben. Das städtische und das ländliche Netz sind in ihrer Netzstruktur eher inhomogen: Sie weisen einzelne, sehr grosse PV-Anlagen und grosse Elektrizitätsbezüge auf, die Verbräuche und PV-Einspeisungen können also von Anschlusspunkt zu Anschlusspunkt stark variieren.

Bild 1 zeigt die für das Jahr 2035 getroffenen Annahmen für die Leistungswerte des Haushaltsverbrauchs,

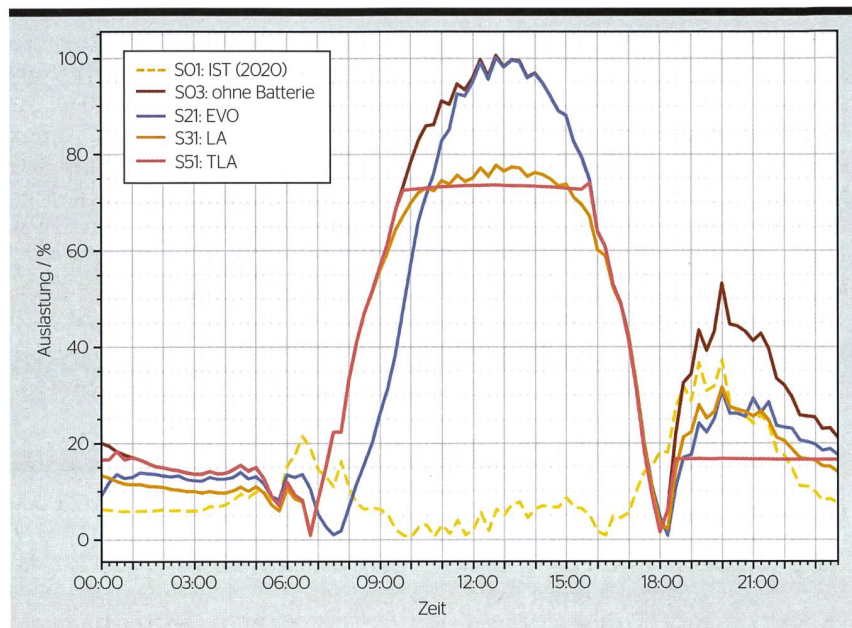


Bild 2 Einfluss der Batteriespeicher-Algorithmen auf den Tagesverlauf der Transformator-Auslastung an einem Sommertag (vorstädtisches Netz).

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

Zusammenfassung des technischen und finanziellen Werts der Netzdienlichkeit.

der Elektrofahrzeuge (EFZ) und der PV-Anlagen im vorstädtischen Netz. Der Zubau der PV-Produktion leitet sich aus den Einschätzungen der Verteilnetzbetreiber, der quartierstypischen Tendenz des PV-Zubaus und den Annahmen der Energieperspektiven 2050+ ab [2].

Es steht nur eine im Verhältnis zur PV-Produktion (graue und gelbe Fläche in **Bild 1**) kleine Speicherkapazität (Rechteck in **Bild 1**) für einen netzdienlichen Betrieb zur Verfügung.

Auswirkungen unterschiedlicher Speicheralgorithmen

Die Wirkungsweise der Batteriespeicher-Algorithmen kann in **Bild 2** nachvollzogen werden. Der Tagesverlauf der Auslastung an der Transformatorstation wird für das Jahr 2020 (S01)

und für das Jahr 2035 ohne Batteriespeicher (S03) gezeigt. Im Jahr 2035 wird die abendliche Auslastungsspitze erhöht, viel signifikanter ist jedoch die Auslastungserhöhung durch die künftige PV-Einspeisung im Verteilnetz.

Durch die aktuell allgemein verbreitete Betriebsart, die Eigenverbrauchs-optimierung (EVO, S21), wird in den Haushalten mit PV-Anlage und Batteriespeicher ab 7 Uhr morgens überschüssige PV-Produktion in der Batterie zwischengespeichert. Zu Zeiten der Spitzenproduktion ab 12 Uhr sind die Batteriespeicher bereits vollständig geladen und die PV-Anlagen speisen ihre Leistung komplett ins Netz ein. Die netzdienlichen Algorithmen Lastausgleich (LA, S31) und Trafolastausgleich (TLA, S51) können eine deutliche Reduktion der Auslastung erzielen.

Der Wert von netzdienlichen Batteriespeichern

In den drei simulierten Netzen konnten weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz bei Einsatz der EVO festgestellt werden. Beim netzdienlichen Lastausgleich hingegen könnte die Anzahl der Überlastungen und der davon betroffenen Betriebselemente deutlich reduziert und in vielen Fällen komplett verhindert werden. Auch die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen wurde in der Simulation signifikant reduziert. Allerdings könnten diese nicht völlig verhindert werden. Dies bedeutet, dass voraussichtlich andere Massnahmen (Netzverstärkung oder ein regelbarer Ortsnetztrafo) in Betracht gezogen werden müssten.

Der positive Effekt des Lastausgleichs wäre im Sommer etwas grösser als im Winter. Im Winter treten die Herausforderungen für das Verteilnetz aufgrund der hohen Verbräuche auf, die sich an der Trafostation aufsummieren – der Trafolastausgleich wäre daher im Winter etwas effektiver. Im Sommer könnte mit dem Trafolastausgleich ein ähnlich positiver Effekt wie mit dem Lastausgleich erzielt werden.

Überlastungen entstünden im eher homogenen vorstädtischen Netz, insbesondere aus der Summe der Erzeugung bzw. Verbräuche aller Haushalte im Netz, und treten an den Hauptversorgungsleitungen und der Trafostation auf. Im Gegensatz dazu würden Überlastungen in den inhomogeneren Netzstrukturen (städtisches und ländliches Netz) meist an kritischen Zuleitungen zu den grösseren PV-Anlagen auftreten und nur teilweise zu den Hauptleitungen und Trafostationen weitergetragen. Die dezentrale Logik des Lastausgleichs erzielte bei inhomogenen Netzstrukturen leicht bessere Ergebnisse, in homogenen Netzen wäre die zentrale Logik des Trafolastausgleichs etwas effektiver.

Der technische Wert der netzdienlich betriebenen Batteriespeicher im Verteilnetz ist sehr punktuell und lokal stark unterschiedlich. Einzelne Batteriespeicher können einen grossen positiven netzdienlichen Effekt beitragen, während andere nur einen geringen Einfluss haben. Je inhomogener die Verteilnetzstruktur ist, desto relevanter sind einzelne Batteriespeicher an relevanten Standorten.

Bei guter Prognostizierbarkeit von Last- und insbesondere PV-Erzeugung könnte ein netzdienlicher Betrieb einen hohen Eigenverbrauchsanteil erzielen, nur leicht niedriger als die Eigenverbrauchsoptimierung (EVO). Zudem sind Zwischenvarianten aus Netzdienlichkeit und EVO denkbar.

Indem die Ergebnisse für 2035 extrapoliert wurden, konnte abgeschätzt werden, um wie viele Jahre Überlastungen aufgrund des netzdienlichen Betriebs verzögert werden können. Auf Basis der erzielten Verzögerungen und der Installationskosten für die betroffenen Betriebselemente wurde der finanzielle Nutzen quantifiziert.

Die **Tabelle** fasst den technischen und finanziellen Nutzen der Batterien mit einem Lastausgleichs-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. Im vorstädtischen und städtischen Netz würden die Überlastungen um vier bis fünf Jahre verzögert. 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.

Gemäss der Branchenempfehlung «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz» des VSE [3]

wird für Trafostationen eine kalkulatorische Abschreibungsdauer von 35 Jahren, für Leitungen von 40 Jahren zugrunde gelegt. Für diese Abschreibungsdauer wurde der finanzielle Wert berechnet. Ein Betriebsmittel kann aber aus technischer Sicht oft über die Abschreibungsdauer hinaus betrieben werden. Daher wurde der finanzielle Wert der Verzögerungen von Netzverstärkungen ebenfalls für eine technische Lebensdauer der Betriebsmittel von 50 Jahren berechnet.

Die technische Lebensdauer von NS-Kabeln 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 rückvergütet werden, könnte der netzdienliche Betrieb eines Batteriespeichers mit 10 kWh Energieinhalt mit einer einmaligen Bezuschussung von ca. 100 bis 200 CHF angereizt werden. Da der Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz sehr punktuell ist, könnte eine Vergütung auch gezielter und dadurch höher ausfallen. Hierbei ist zu klären, ob dies dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit von Netzkunden widersprechen würde.

Die Firma Groupe E ist mit der Idee ins Projekt gestartet, dass sie als VNB mit einer direkten finanziellen Vergütung Batteriebesitzer zu einer netz-

dienlichen Betriebsart motivieren könnte. Die Resultate des Projektes 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 weiterhin 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.

Referenzen

- [1] EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2020.
- [2] Prognos AG, TEP Energy GmbH, Infrac AG, Ecoplan AG, «Energieperspektiven 2050+», BFE, 2021.
- [3] Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, VSE, 2018.

Link

→ Schlussbericht: www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522

Autor

Steffen Wienands war bis März 2022 Projektleiter am BFH-Zentrum Energiespeicherung.
→ [Berner Fachhochschule, 2503 Biel](mailto:stefan.schori@bfh.ch)
→ stefan.schori@bfh.ch

Co-Autoren dieses Artikels sind Stefan Schori (Managing Co-Director, BFH-Zentrum Energiespeicherung), Michael Höckel (Professor für Energiesysteme, BFH) und Peter Cuony (Leiter Smart-Grid-Lösungen bei Groupe E).

Besonderer Dank gilt dem Bundesamt für Energie (BFE), Swissolar sowie den Netzbetreibern Groupe E und WWZ.

Korrigendum

Bulletin SEV/VSE, 3/2022, S. 35, 37

Im Beitrag «Wasserstoff statt Diesel im ÖV» stimmen die Zahlen auf Seiten 35 und 37 leider nicht. Der Primärenergiebedarf beträgt 1,28 TWh statt 3 TWh, die Leistung der erwähnten Kraftwerke ist 96 MW statt 225 MW, die Primärenergie für die Umrüstung von 3000 FCEB beträgt 866 GWh/a statt 2,03 TWh/a und die von 3000 BEB 280 GWh/a statt 660 GWh/a.

Die Online-Version des Artikels und das Druck-PDF, das heruntergeladen werden kann, wurden entsprechend korrigiert.

Korrigendum

Bulletin SEV/VSE, 3/2022, p. 31, 33

Dans l'article «De l'hydrogène à la place du diesel», les chiffres des pages 31 et 33 ne sont malheureusement pas corrects. Les besoins en énergie primaire des 6000 bus roulant au diesel sont de 1,28 TWh au lieu de 3 TWh, la puissance des centrales mentionnées est de 96 MW au lieu de 225 MW, l'énergie primaire nécessaire à l'alimentation de 3000 FCEB est de 866 GWh/a au lieu de 2,03 TWh/a et, pour 3000 BEB, elle est de 280 GWh/a au lieu de 660 GWh/a.

La version en ligne de cet article et le PDF à télécharger ont été corrigés en conséquence.

TRACO POWER

Reliable. Available. Now.

www.tracopower.com



TIB Serie, AC/DC-DIN-Schienen-Schaltnetzteile mit einer Leistung von 80–480 W für raue Umgebungen

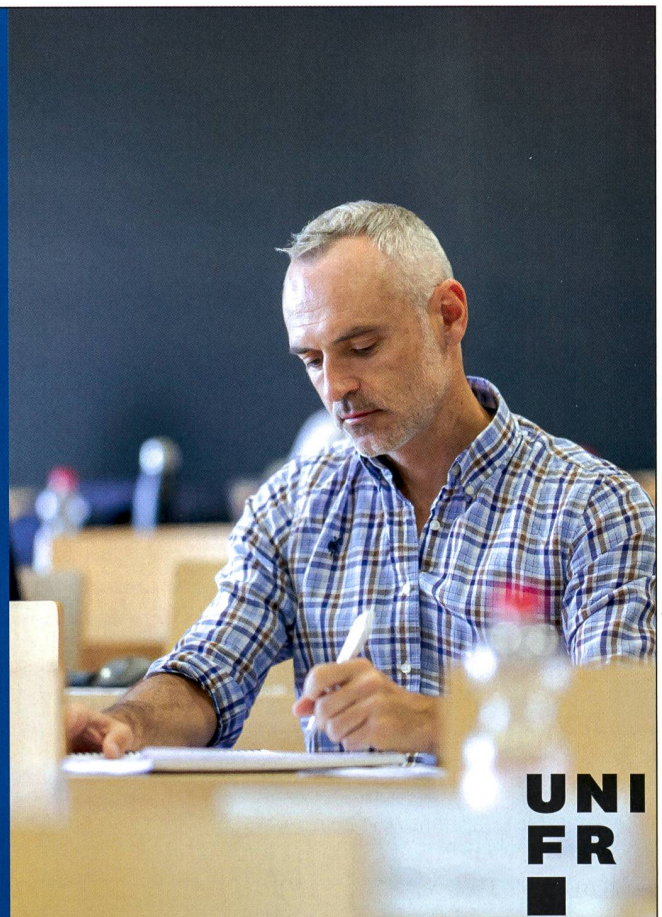
- Betriebstemperatur -40°C bis max. $+70^{\circ}\text{C}$
- 150 % Power Boost für 4 Sekunden
- Typischer Wirkungsgrad von 90 bis 95 % (modellabhängig)
- Robustes Metallgehäuse, optional seitlich montierbar
- Sicher gegenüber Rückspeisung
- Kurzschluss- und Überlastschutz
- Schwing- und schockgeprüft nach DIN EN 61373 (Bahn- & Industrieanwendungen)
- 3 Jahre Produktgewährleistung



Get your skills for today & tomorrow

iimt - excellence in education

www.iimt.ch



UNI
FR



Des batteries au service du réseau

Le projet de recherche Bat4SG | De plus en plus d'installations photovoltaïques sont équipées d'un système de stockage par batterie dans le but de maximiser la consommation propre. Or, ce stockage pourrait également contribuer à la stabilité du réseau de distribution. Des simulations ont permis d'étudier comment celui-ci pourrait être délesté grâce à des stratégies d'exploitation tenant compte du réseau.

STEFFEN WIENANDS

Le législateur accorde une grande importance à l'exploitation efficace des flexibilités chez les clients finaux, et les batteries comptent parmi les composants les plus flexibles des futurs clients. L'essor des installations photovoltaïques décentralisées, l'électrification accrue des chauffages et l'émergence de la mobilité électrique confronteront les réseaux électriques à d'importants défis. Les futures pointes de puissance, tant à l'injection qu'au soutirage, déterminent le dimensionnement nécessaire des réseaux de distribution. Des systèmes de stockage par batterie décentralisés installés chez les

clients pourraient réduire ces pointes locales de puissance, et contribuer ainsi à limiter les renforcements de réseau nécessaires à l'intégration des nouveaux consommateurs et producteurs.

Or, aujourd'hui, le stockage au moyen de batteries est surtout exploité pour maximiser la consommation propre. Il n'existe pas d'incitations pour motiver les ménages privés à contribuer activement à la réduction des pointes de puissance sur le réseau, en exploitant leur batterie de manière à tenir compte de ce dernier. Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) s'intéressent, de leur côté,

de plus en plus à la flexibilité que pourraient fournir ces batteries, mais ils ont du mal à évaluer la valeur que ces nouvelles stratégies d'exploitation des batteries génèreraient pour leur réseau.

Le projet Bat4SG a été initié afin d'étudier cela de manière approfondie. Les partenaires de ce projet sont les gestionnaires de réseaux de distribution Groupe E et WWZ, ainsi que l'association Swissolar. La Haute école spécialisée bernoise (BFH) est, quant à elle, intervenue en tant que partenaire de recherche. Soutenu par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), ce projet a, dans un premier temps, quantifié les avan-

tages techniques potentiels d'une exploitation des batteries décentralisées tenant compte du réseau de distribution. Dans un second temps, il a examiné les avantages financiers résultant d'une exploitation respectueuse du réseau de distribution. Ceux-ci pourraient être utilisés par le GRD pour déterminer une incitation financière encourageant les propriétaires de batteries à adopter de telles stratégies.

Comment les batteries pourraient agir sur le réseau

Le dimensionnement des éléments composant les réseaux électriques, tels que les lignes et les transformateurs, dépend essentiellement de la puissance maximale attendue pour ces équipements. À l'avenir, les plus grands défis pour les réseaux de distribution, en termes de puissance, auront probablement lieu pendant les heures froides des soirées d'hiver (soutirage) et au printemps ou en été, lorsque la production photovoltaïque (PV) est maximale (injection). Dans ces situations extrêmes, certains éléments du réseau atteindront leurs limites. Afin de réduire les pointes de puissance, les systèmes de stockage au moyen de batterie exploités en tenant compte du réseau peuvent être utilisés pour écrêter les pics de soutirage et d'injection, les reporter ou encore les étaler sur une plus longue période. Ils apportent ainsi un bénéfice direct au réseau de distribution en réduisant la sollicitation de ses divers éléments et en limitant les éventuelles surcharges dans des situations extrêmes.

Les valeurs de tension du réseau sont influencées localement par les pointes de puissance. La tension diminue en cas de consommation importante (soutirage), et elle augmente en cas de production élevée (injection). Le gestionnaire de réseau est tenu de maintenir la tension dans une plage de +10 % à -10 % par rapport à la tension nominale. Outre le fait d'éviter les surcharges, les batteries peuvent également présenter un avantage technique immédiat pour le réseau de distribution en stabilisant la tension du nœud dans la plage de tension définie par la norme EN 50160 [1]. Les systèmes de stockage contribuent ainsi au respect des valeurs limites de tension et peuvent permettre d'éviter, ou au moins de retarder, des renforcements ou des extensions du réseau.

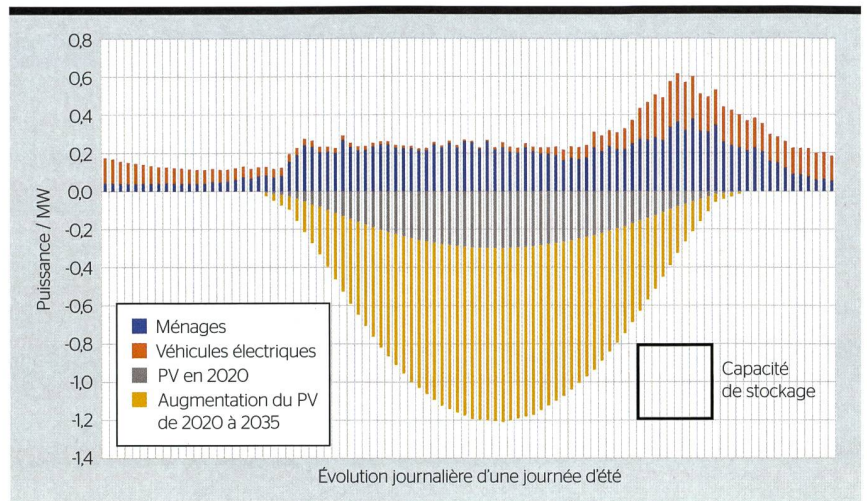


Figure 1 Évolution journalière de la consommation des ménages et des véhicules électriques ainsi que de la production des installations photovoltaïques sur le réseau suburbain lors d'une journée d'été, en 2035.

Simulation des scénarios 2020 et 2035

Afin de pouvoir quantifier les avantages techniques de différents modes de fonctionnement des batteries décentralisées, trois réseaux basse tension ont été modélisés en détail à l'aide du logiciel de simulation PowerFactory: un réseau urbain, un réseau suburbain et un réseau rural. Des modélisations de ces réseaux ont été réalisées pour la situation existante (année 2020) et pour l'année 2035. Pour 2035, la modélisation intègre les perspectives de développement en ce qui concerne la construction d'installations photovoltaïques, la mobilité électrique et la puissance des bornes de recharge, la consommation d'électricité ainsi que le développement des systèmes de stockage stationnaire au moyen de batteries.

Trois modes de fonctionnement ont été intégrés pour analyser l'influence sur les réseaux des différents algorithmes de stockage au moyen de batteries: optimisation de la consommation propre, équilibrage de la charge du réseau et équilibrage de la charge du transformateur.

L'algorithme d'équilibrage de la charge du réseau influence les flux de puissance du ménage individuel. Il s'agit d'un algorithme décentralisé. L'algorithme d'équilibrage de la charge du transformateur commande les batteries de manière à équilibrer au mieux le flux de puissance au niveau de la station de transformation; une commande

centralisée des systèmes de stockage décentralisés serait alors nécessaire. Une régulation de la puissance réactive en fonction de la tension $Q(U)$ a été mise en œuvre pour les onduleurs photovoltaïques. Ils peuvent ainsi contribuer de manière autonome au maintien de la tension.

La simulation a porté sur des jours isolés représentant des scénarios de charge extrême. La situation où les charges de soutirage sont les plus élevées apparaît en hiver, en soirée, lorsqu'une forte demande en électricité et une puissance supplémentaire requise par la mobilité électrique entraînent des puissances élevées; la production photovoltaïque n'est alors que très faible. La situation inverse, où la charge injectée est la plus élevée, surgit en été, dans l'après-midi, quand les conditions météorologiques sont parfaites pour la production photovoltaïque et que la consommation d'électricité est faible.

Le réseau suburbain étudié se compose principalement de maisons individuelles et de petits immeubles locatifs. La taille des installations photovoltaïques et les consommations des ménages sont du même ordre de grandeur sur l'ensemble du réseau, la structure du réseau étant relativement homogène. Le réseau urbain est, quant à lui, composé principalement de grands immeubles locatifs, de maisons individuelles, ainsi que de bureaux et de surfaces commerciales. Les toitures disponibles pour les installations photovoltaïques ne permettent qu'une faible

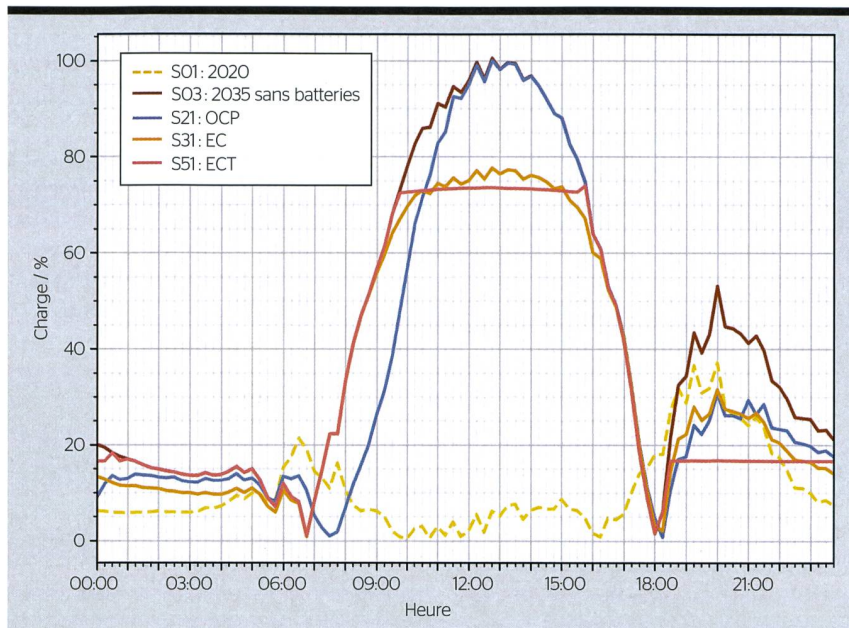


Figure 2 Influence des algorithmes des systèmes de stockage par batterie sur l'évolution journalière de la charge du transformateur lors d'une journée d'été (réseau suburbain). OCP: optimisation de la consommation propre; EC: équilibrage de la charge du réseau; ECT: équilibrage de la charge du transformateur.

	Suburbain	Urbain	Rural
2035: prévention des surcharges	1 transformateur 2 lignes	2 transformateurs 2 lignes	0 éléments de réseau
2020-2045: prévention des surcharges	1 transformateur 9 lignes	2 transformateurs 3 lignes	5 lignes
Report moyen des renforcements du réseau	4,5 ans	5,5 ans	1,5 an
Valeur financière (pour un amortissement, selon l'EiCom, sur 35 ans pour les transformateurs et sur 40 ans pour les lignes)	32 000 CHF	8600 CHF	600 CHF
Valeur financière (pour une durée de vie technique de 50 ans)	40 200 CHF	12 800 CHF	2900 CHF
Apparition de la plupart des reports	De 2030 à 2040	Environ en 2035	De 2029 à 2037

Résumé des valeurs technique et financière de l'exploitation respectueuse du réseau.

puissance d'injection, par rapport à la consommation d'électricité. Finalement, le réseau rural se compose de maisons individuelles et de quelques grands bâtiments, comme des fermes ou des granges. Certains bâtiments disposent de toitures assez vastes, ce qui permet de réaliser de grandes installations photovoltaïques. Le réseau urbain et le réseau rural sont plutôt hétérogènes dans leur structure: ils comprennent de très grandes installations photovoltaïques individuelles et de gros consommateurs d'électricité; les consommations et les injections photovoltaïques peuvent ainsi varier fortement d'un point de raccordement à l'autre.

La **figure 1** montre les hypothèses retenues pour l'année 2035 concernant les valeurs de puissance aussi bien des consommations des ménages et des véhicules électriques que des productions des installations photovoltaïques dans le réseau suburbain. L'augmentation de la production photovoltaïque est déduite des estimations des GRD, de la tendance à l'augmentation du photovoltaïque spécifique à chaque quartier et des hypothèses des perspectives énergétiques 2050+ [2].

La capacité de stockage disponible (rectangle noir sur la **figure 1**) est assez faible par rapport à la production photovoltaïque (zones grises et jaunes de la **figure 1**).

Effets des différents algorithmes de stockage

Le fonctionnement des algorithmes des systèmes de stockage est illustré dans la **figure 2**. L'évolution journalière de la charge au poste de transformation est présentée pour l'année 2020 (S01) et pour l'année 2035 sans stockage par batterie (S03). En 2035, la pointe de charge du soir croît, mais l'augmentation de la charge due à l'injection photovoltaïque future dans le réseau de distribution est bien plus significative.

Grâce au mode de fonctionnement actuellement utilisé par toutes les batteries, à savoir l'optimisation de la consommation propre (OCP, S21), les ménages équipés d'une installation photovoltaïque et d'une batterie stockent temporairement la production PV excédentaire dans la batterie dès 7 h du matin. Aux heures de pointe de production, à partir de midi, les batteries sont déjà entièrement chargées et les installations photovoltaïques injectent toute leur puissance dans le réseau. Les algorithmes d'équilibrage de la charge du réseau (EC, S31) et d'équilibrage de la charge du transformateur (ECT, S51) peuvent permettre de réduire considérablement ces pointes de puissance.

La valeur ajoutée des batteries au service du réseau

Dans les trois réseaux simulés, aucun effet significatif, positif ou négatif, n'a été constaté sur le réseau de distribution en cas d'utilisation de l'optimisation de la consommation propre. En revanche, l'algorithme d'équilibrage de la charge du réseau pourrait permettre de réduire considérablement le nombre de surcharges et d'éléments de réseau concernés, et même dans de nombreux cas de les éviter complètement. Le nombre de dépassements de la limite de tension a également été réduit de manière significative dans la simulation, sans que ceux-ci puissent toutefois être supprimés complètement. Cela signifie qu'il faudrait probablement envisager d'autres mesures (renforcement du réseau ou utilisation d'un transformateur réglable).

L'effet positif de l'équilibrage de la charge est un peu plus important en été qu'en hiver, selon les résultats de la simulation. En hiver, le réseau de distribution arrive à ses limites en raison des consommations élevées qui s'accu-

mulent au niveau de la station de transformation. L'équilibrage de la charge du transformateur serait, de ce fait, un peu plus efficace en hiver. En été, l'équilibrage de la charge du transformateur pourrait avoir un effet positif similaire à celui de l'équilibrage de la charge du réseau.

Dans le réseau suburbain plutôt homogène, les surcharges résulteraient notamment de la somme de la production ou de la consommation de tous les ménages du réseau, et se produiraient au niveau des lignes d'alimentation principales et de la station de transformation. En revanche, dans les structures de réseau moins homogènes (réseau urbain et rural), les surcharges apparaîtraient le plus souvent sur les lignes critiques reliées aux grandes installations photovoltaïques, et ne se propageraient que partiellement vers les lignes d'alimentation principales et les stations de transformation. La logique décentralisée de l'équilibrage de la charge du réseau a obtenu des résultats légèrement meilleurs pour les structures de réseau non homogènes. Dans les réseaux homogènes, la logique centralisée de l'équilibrage de la charge du transformateur serait légèrement plus efficace.

La valeur technique des batteries pour le réseau varie fortement d'un endroit à l'autre. En certains endroits, une batterie peut avoir un effet positif important sur le réseau, tandis qu'ailleurs, elle n'aura qu'un impact limité. Moins la structure du réseau de distribution est homogène, plus il est important de disposer de systèmes de stockage aux endroits pertinents.

S'il est possible de bien prévoir la charge et en particulier la production photovoltaïque, une exploitation du système de stockage tenant compte du réseau pourrait permettre d'atteindre un taux de consommation propre élevé, à peine inférieur à celui obtenu avec l'optimisation de la consommation propre (OCP).

L'extrapolation des résultats de 2035 a permis d'estimer le nombre d'années gagnées, grâce à l'exploitation des bat-

teries tenant compte du réseau, avant l'apparition de surcharges sur le réseau. Les avantages financiers ont été quantifiés sur la base du report des investissements dans le réseau et des coûts des éléments de réseau concernés.

Le **tableau** résume les avantages techniques et financiers des batteries, liés à l'utilisation d'un algorithme d'équilibrage de la charge. Il indique pour combien d'éléments de réseau des reports de cas d'apparition de surcharge pourraient être atteints en 2035, ou sur l'ensemble de la période de 2020 à 2045. Dans le réseau suburbain et urbain, les surcharges seraient retardées de quatre à cinq ans. Pour le réseau rural, l'effet serait faible, car le fort développement du photovoltaïque entraînerait une surcharge rapide et importante des éléments du réseau, si aucune mesure n'était prise sur le réseau.

Conformément à la recommandation de la branche « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH » de l'AES [3], des durées d'amortissement calculées de 35 ans pour les transformateurs, et de 40 ans pour les lignes, ont été utilisées comme base. La valeur financière a été calculée pour cette durée d'amortissement. D'un point de vue technique, ces éléments de réseau peuvent toutefois souvent être exploités au-delà de la durée d'amortissement. Par conséquent, la valeur financière des reports des renforcements du réseau a également été calculée pour une durée de vie technique des moyens d'exploitation de 50 ans.

La durée de vie technique des câbles basse tension et des transformateurs est élevée, et leur coût relativement faible. Par conséquent, la valeur financière du report des renforcements du réseau est assez faible aussi. Si cette valeur atteinte dans le réseau de distribution était remboursée aux propriétaires de batteries pour une exploitation tenant compte du réseau, ils pourraient recevoir une subvention unique d'environ 100 à 200 CHF pour une batterie de 10 kWh. Comme la

valeur des batteries dans le réseau de distribution est très variable d'une situation à l'autre, une rémunération pourrait aussi être définie de manière plus ciblée, et donc être plus élevée pour certains cas, mais il serait alors nécessaire de contrôler la compatibilité avec le principe de non-discrimination que doit appliquer le GRD.

Groupe E s'est lancé dans le projet avec l'idée qu'en tant que GRD, il pourrait motiver les propriétaires de batteries à adopter un mode d'exploitation tenant compte du réseau en leur proposant une rétribution financière directe. Les résultats du projet montrent toutefois que cela n'est pas possible sur la base des hypothèses retenues, l'incitation financière justifiable étant trop faible par rapport au coût d'une batterie. Groupe E reste cependant convaincu que les batteries stationnaires et les batteries des voitures électriques vont se répandre fortement dans les années à venir, et que les systèmes de stockage pourraient contribuer à une optimisation précieuse du système électrique. C'est pourquoi, lors d'une prochaine étape, Groupe E examinera s'il est possible d'atteindre une exploitation de ces batteries en tenant compte du réseau grâce à des tarifs horaires variables.

Références

- [1] EN 50160 - Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution, 2020.
- [2] Prognos SA, TEP Energy GmbH, Infras SA, Ecoplan AG, « Perspectives énergétiques 2050+ », OFEN, 2021.
- [3] « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH (SCCD-CH) », AES, 2018.

Lien

→ Rapport final (en allemand): www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522

Auteur

Steffen Wienands a été chef de projet au Centre BFH Stockage d'énergie jusqu'en mars 2022.
→ Haute école spécialisée bernoise BFH, 2503 Bienne
→ stefan.schori@bfh.ch

Les co-auteurs de cet article sont Stefan Schori (Managing Co-Director, Centre BFH Stockage d'énergie), Michael Höckel (professeur de systèmes énergétiques, BFH), Peter Cuony (responsable des solutions smart grid chez Groupe E) et Cédric Chanez (responsable produits acheminement et raccordement chez Groupe E).

L'auteur et les co-auteurs tiennent à remercier tout particulièrement l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Swissolar, ainsi que les gestionnaires de réseau Groupe E et WWZ.

Unterstützt durch die Suva

Jetzt beitreten:
sicherheits-
charta.ch

Mein Versprechen: Sicherheit ist bei uns nicht verhandelbar.

Linus Gähwiler,
Leiter Geschäftsbereich Gebäudetechnik, Mitglied Geschäftsleitung CKW

Das Leben ist schön, solange nichts passiert.

Die Mitglieder der Sicherheits-Charta bekennen sich mit ihrer Unterschrift kompromisslos zu Sicherheitsmassnahmen und setzen die lebenswichtigen Regeln oder ihre eigenen Sicherheitsregeln aktiv um. Sie sorgen so für mehr Arbeitssicherheit und Wirtschaftlichkeit in ihren Betrieben. Treten auch Sie online bei: www.sicherheits-charta.ch

CHARTA
STOPP BEI GEFAHR / GEFAHR BEHEBEN / WEITERARBEITEN