



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra



Bundesamt für Energie BFE

## Projekt Bat4SG – Netz-optimierter Betrieb von dezentralen Kundenspeichern

**Projektpartner:** BFH, Groupe E, WWZ, Swissolar, Ampard  
**Projektdauer:** 1.2.2020 bis 31.10.2021  
**Finanzierung:** BFE-Forschungsprogramme Netze und Batterien sowie Eigenleistungen der Projektpartner

### Kurzbeschreibung

Batteriespeicher sind heutzutage nicht darauf programmiert, einen aktiven Beitrag an die Stabilität des Verteilnetzes zu leisten. Die primäre Ursache für dieses brachliegende Potential ist der Umstand, dass es für den Betreiber von Batteriespeichern keinen Anreiz für die Verwendung einer netzdienlichen Betriebsart gibt. Verteilnetzbetreiber sind aus Gründen der Netzstabilität, der Netzoptimierung und aufgrund der steigenden Popularität von Batteriespeichern zunehmend an einem netzdienlichen Betrieb interessiert, jedoch wissen sie nicht, wie sie die Kunden motivieren können, ihre Speicher netzdienlich zu betreiben. Dieses vom Bundesamt für Energie geförderte Projekt soll in einem ersten Schritt den Nutzen von dezentralen, kundenseitigen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren. In einem zweiten Schritt sollen Anreizsysteme für netzdienliche Betriebsstrategien aufgezeigt und bewertet werden. Schliesslich werden Empfehlungen abgegeben, um aufzuzeigen, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden kann.

### Zielsetzungen und erwartete Ergebnisse

Batteriespeicher könnten in Zukunft ein wichtiger Baustein zur Integration von erneuerbaren Energien werden und liefern einen zunehmend wichtigen Beitrag zur Systemstabilität. Moderne, gemischte Betriebsmodelle haben das Potential, dass Batteriespeicher durch multivalente und dadurch besonders effiziente Nutzung auf vielfältige Weise zur Netz- und Systemstabilität und zum Gelingen der Energiewende beitragen können.

In der Arbeitsgruppe AG Speicher von Swissolar wurde der wichtige Aspekt der netzdienlichen Betriebsstrategie diskutiert und die Projektidee lanciert. Es ist allgemein anerkannt, dass mit der Energiewende grosse Herausforderungen auf die Verteilnetze zukommen. Der Gesetzgeber legt einen grossen Wert auf eine effiziente Nutzung von Flexibilität bei den Endkunden und Batterien gehören zu den flexibelsten Geräten des zukünftigen Kunden. Heute ist es aber eine Tatsache, dass Batteriespeicher vor allem mit einer eigenverbrauchs-maximierenden (für den Kunden) oder systemdienstleistungs-orientierten (für das Übertragungsnetz), jeweils eindimensionalen Betriebsstrategie betrieben werden. Somit sind diese Batteriespeicher nicht darauf programmiert, einen aktiven Beitrag zur Stabilität des Verteilnetzes zu leisten.

Die primäre Ursache für dieses brachliegende Potential ist der Umstand, dass es für den Betreiber von Batteriespeichern keinen Anreiz für die Verwendung einer netzdienlichen Betriebsart gibt. Dementsprechend ist das Angebot seitens der Anbieter von Batteriespeichern. Jedoch darf festgestellt werden, dass gewisse Verteilnetzbetreiber (VNB), z. B. Groupe E und WWZ, aus Gründen der Netzstabilität und aufgrund der steigenden Popularität von Batteriespeichern zunehmend an einem netzdienlichen Betrieb interessiert wären, jedoch nicht wissen, wie sie die Kunden dazu motivieren können, ihre Flexibilität der kundenseitigen Batterien netzdienlich zu betreiben.

Dieses Projekt soll:

1. den Nutzen von dezentralen, kundenseitigen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren,
2. Anreizsysteme, die netzdienliche Betriebsstrategien bei dezentralen Batteriespeichern fördern, aufzeigen/bewerten,
3. aufzeigen, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden kann.



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra



Bundesamt für Energie BFE

Nachfolgend werden exemplarisch zwei **Herausforderungen** der aktuellen Batteriespeicher-Regelstrategien aus Systemsicht, Netzsicht und volkswirtschaftlicher Sicht aufgezeigt:

- **Inaktivität der Batteriespeicher in Extremsituationen im Tages- und Jahresverlauf:** Die meisten der heute im Zusammenhang mit PV-Anlagen installierten Batteriespeicher in der Schweiz werden ausschliesslich mit einer Eigenverbrauchs-Regelstrategie betrieben. Saisonal gesehen wird der Eigenverbrauch am deutlichsten im Frühling und im Herbst erhöht; im Sommer können die Batteriespeicher oft nicht vollständig entleert und im Winter nicht oder nur teilweise aufgeladen werden. Im Tagesverlauf werden die meisten Batterien am Morgen aufgeladen und entladen sich am Abend, sofern genug PV-Überschuss produziert wurde, um die Batterien durch den Tag aufzuladen.  
Das Netz wird für Extremsituationen dimensioniert, und diese fallen heute im Winter am Mittag und am Abend (Konsumspitzen) und im Sommer am frühen Nachmittag (Einspeisespitzen) an. In diesen Extremsituationen sind die eigenverbrauchs-maximierenden Batteriespeicher immer inaktiv, und generieren deshalb kein Nutzen fürs Netz. Die Regelstrategie von Batteriespeichern könnte so angepasst werden, dass sie weiterhin hauptsächlich der Eigenverbrauchsoptimierung dienen, aber die Bedürfnisse der Verteilnetze einbeziehen und während ihrer inaktiven Zeit zusätzlich auch für verteilnetzdienliche Regelstrategien ausserhalb der Eigenverbrauchsoptimierung gebraucht werden.
- **Erhöhte Leistungsgradienten und Nervosität im Verteilnetz mit Batteriespeichern:** Bei einer PV-Anlage ohne Batteriespeicher nimmt die Einspeisung im Tagesverlauf am Vormittag kontinuierlich zu. Mit guten Einstrahlungsprognosen kann der Verteilnetzbetreiber die Einspeiseleistung im Tagesverlauf relativ genau vorhersehen. Batteriespeicher mit Eigenverbrauchs-Regelstrategien laden die Batteriespeicher am Vormittag so rasch wie möglich auf. Sobald die Batteriespeicher voll sind, wird der Ladevorgang abrupt beendet, wodurch plötzlich die volle PV-Leistung in das Netz eingespeist wird. Der Einspeiseleistungsgradient wird durch dieses Verhalten erhöht, und die Vorhersage der Einspeisung wird für den Verteilnetzbetreiber schwieriger, weil der Anstieg der eingespeisten PV-Leistung nicht mehr nur vom Wetter, sondern auch vom Batteriespeicherbestand und vom Ladezustand der Speicher abhängt.  
Auch in der Sekundenansicht und der Phasensymmetrie können Batteriespeicher heute die Netze eher belasten als stabilisieren. Bei einem Verbraucher gibt es einen Stromanstieg und einen Stromrückgang, wenn der Verbraucher ein- und wieder ausgeschaltet wird. Bei einem Verbraucher, der von einem Batteriespeicher ausgeglichen wird, gibt es einen Stromanstieg, dann reagiert der Batteriespeicher (typischerweise in einigen Sekunden) und es erfolgt durch den Batteriespeicher direkt wieder ein Stromrückgang. Sobald der Verbraucher ausschaltet, speist der Batteriespeicher noch einige Sekunden Strom ins Netz, bis der Batteriespeicher die Ausspeisung wieder zurückfährt und den Strom wieder reduziert. Weiter kann ein Verbrauch von 3 kW auf Phase 1 mit einer Einspeisung der Batterie von 3 kW auf Phase 2 ausgeglichen werden, was zwar zu einer energieneutralen Situation führt aber eine Asymmetrie von 6 kW auslöst. Solche Effekte erhöhen die «Nervosität» im Verteilnetz, die mit den heutigen 15-Minuten-Lastgängen nicht gemessen werden. Eine Auslegung solcher netzbelastenden Effekte sollte gemacht werden und deren Auswirkungen bei verschiedenen Systemen sollten quantifiziert werden.

Die beschriebenen Herausforderungen werden während Workshops im Projekt diskutiert und über deren Einbindung in das Projekt wird basierend auf den Ergebnissen der Workshops entschieden.

Die Analyse von netzdienlichen Betriebsstrategien steht in diesem Forschungsprojekt im Fokus. Im aktuellen Kontext wird unter dem Ausdruck «Netzdienlichkeit» Folgendes verstanden:

- Vermeiden von Überlast/Netzausbau: Speicher werden so betrieben, dass sie sowohl die Einspeisespitzen (z. B. PV) wie auch die Verbrauchsspitzen (z. B. E-Mobilität) brechen und somit eine Überlastung bzw. einen Netzausbau verhindern. Durch Absenken der Leistungsspitzen können zudem Kosten gegenüber der überlagerten Netzebene eingespart werden.
- Vermeiden von hohen Leistungsgradienten: Starke Leistungszunahmen und -abnahmen beim Laden und Entladen der Speicher sind zu vermeiden. Entsprechend sind die Speicher so zu regeln, dass ein bestimmter Leistungsgradient in beide Richtungen nicht überschritten wird.
- Um die Stabilität des Netzes beim Ein- und Ausschalten grosser Mengen an Speicherleistung zu gewährleisten, sind die Betriebsstrategien der dezentralen Batterien und auch der restlichen Flexibilität im Niederspannungsnetz zu optimieren bzw. aufeinander abzustimmen.
- Unterstützung der Spannungshaltung, Netzstabilität: Durch aktive Regelung (z. B. mittels P(U)- oder Q(U)-Regelung) kann die Spannung bei Bedarf lokal erhöht oder abgesenkt werden, was die Netzstabilität erhöht.

Im Projekt gilt es zu klären, wann ein Speicher netzbelastend und wann netzdienlich ist und welchen Wert dies für den Speicherbetreiber und den Verteilnetzbetreiber generiert. Diese zusätzlichen Wertströme, welche der Einsatz von dezentralen Heimspeichern mit sich bringt, sollen im Projekt systematisch untersucht werden. Das Projekt bezieht sich auf stationäre Batteriespeicher, aber die Lehren sind auch gültig für Batterien in Autos, die bidirektionales Laden zulassen, was die Relevanz der gestellten Fragen durch die anrollende Elektrifizierung der Mobilität um ein Vielfaches erhöht.

Insgesamt muss durch den Einsatz der Batteriespeicher ein Netznutzen erzielt werden, durch den ein volkswirtschaftlicher Nutzen entsteht. Das Projekt berücksichtigt den aktuellen Kontext, insbesondere auch das Stromversorgungsgesetz StromVG und dessen aktuell laufende Revision [1] [2].

Berücksichtigt wird dabei einerseits das Strom VG vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2019) und andererseits der Vorentwurf (für die Revision) vom 17. Oktober 2018 [3], um mögliche mittelfristige Auswirkungen auf das Projektvorhaben zu antizipieren und abzuschätzen.

Basierend auf den Anforderungen an netzdienliche Speichersysteme werden folgende **Projektziele** definiert:

- Methodik zur Quantifizierung des Werts des netzdienlichen Betriebs für das Verteilnetz. Quantifizierung der Vorteile für das Verteilnetz, die sich aufgrund verschiedener Ausgestaltung von netzdienlichen Betriebsarten ergeben.
- Quantifizierung der Vor- und Nachteile für den Batteriebetreiber, wenn netzdienliche Strategien in multivalenten Betriebsstrategien (Eigenverbrauchsoptimierung, Reduktion von Verbrauchsspitzen, Systemdienstleistungen) integriert werden.
- Empfehlungen für mögliche Anreizsysteme, die seitens der Verteilnetzbetreiber eingeführt werden könnten um netzdienliche Betriebsarten von Batteriespeichern zu fördern. Berechnungsmethode für eine Vergütung aufstellen.
- Beschreibung der technischen Möglichkeiten und Hürden, die sich bei der Umsetzung des Betriebsmodus «netzdienlicher Betrieb» ergeben.
- Empfehlungen (für Hersteller von Batteriespeichersystemen) für mindestens eine technische Spezifikation des Betriebsmodus «netzdienlicher Betrieb» unter Berücksichtigung der internationalen Standards und der technischen Umsetzbarkeit.



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra



Bundesamt für Energie BFE

Die Ergebnisse des Projekts werden in einem Schlussbericht zusammengefasst. Sie helfen den Verteilnetzbetreibern bei der Bezifferung des Werts von netzdienlichen Speichern im Verteilnetz und unterstützen die Hersteller von Batteriespeichersystemen bei der Ausgestaltung von netzdienlichen Betriebsmodi. Der Bericht umfasst Empfehlungen und Werkzeuge (technische Beschreibungen, Methoden) für den netzdienlichen Betrieb von Speichersystemen, welche der Netzbetreiber in der Planung und im Betrieb verwenden kann. Anreizmechanismen, welche den Kunden zum netzdienlichen Betrieb motivieren könnten, werden beschrieben. Die entwickelten Strategien für den Einsatz von netzdienlichen Speichern werden dokumentiert und die durchgeführten Simulationen sowie Labortests werden beschrieben.

Für die Forschungsprogramme «Netze» und «Batterien» des Bundesamtes für Energie BFE bietet das beantragte Projekt die folgenden **innovativen, forschungsrelevanten Aspekte**:

- Ausgestaltung von netzdienlichen Betriebsstrategien von Heimspeichern.
- Beziffern des Werts der netzdienlichen Betriebsstrategien von Heimspeichern (technisch und ökonomisch)
- Aufzeigen der technischen Auswirkungen auf das Verteilnetz durch den netzdienlichen Betrieb
- Aufzeigen der technischen Anforderungen bzw. der Hindernisse in Bezug auf den netzdienlichen Betrieb von Heimspeichern im Verteilnetz
- Abgabe von Empfehlungen für Verteilnetzbetreiber zum netzdienlichen Betrieb von Heimspeichern im Verteilnetz
- Entwickeln von Empfehlungen als Basis für eine flächendeckende Implementierung von Heimspeichern
- Technische Beschreibung der Betriebsweise «Netzdienliches Verhalten» für Hersteller von Batteriespeichersystemen
- Entwicklung und Analyse von Anreizmechanismen, welche den Kunden zum netzdienlichen Verhalten anregen
- Insbesondere bietet das Projekt durch Workshops eine Wissens- und Diskussionsplattform, die dazu dient, dass verschiedene Akteure (Verteilnetzbetreiber, Hersteller von Batteriespeichersystemen, Dienstleister, Fachhochschule) die Ideen und Erkenntnisse zur Thematik in einem breiten Fachkreis diskutieren können.

Nebst den oben genannten Projektzielen werden im Projekt Antworten auf diverse Fragestellungen, die sich im Umgang mit Heimspeichern im Rahmen der Energiestrategie 2050 stellen, erarbeitet.

Folgende **Forschungsfragen** sind zu beantworten:

- System: Wie kann die Flexibilität der Batterien in den Verteilnetzsystemen Wert generieren? Welche Steuer- oder Regelmöglichkeiten und welche Algorithmen generieren welchen Wert in welchen Netztypen? Welchen Einfluss könnten Batterien langfristig auf die Kosten und auf die Versorgungssicherheit der Schweizer Verteilnetze haben?
- Technik: Was ist technisch machbar mit den Batteriesystemen von heute und in der Zukunft? Wie können verschiedene Batterietypen angebunden oder parametrisiert werden? Was muss bei den Testanlagen gemessen werden und wie müssen die Messungen interpretiert werden?
- Wirtschaftlichkeit: Wie steht der Netzwert des netzdienlichen Betriebs im Vergleich zu anderen wertgenerierenden Anwendungen? Wie können verschiedene wertgenerierende Anwendungen kombiniert werden und mit welchen Kompromissen? Wie kann der Wert im Verteilnetz dem Kunden mit Tarifen, Pauschalvergütungen oder anderen Anreizsystemen weitergegeben werden?



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra



Bundesamt für Energie BFE

## 1 Literaturverzeichnis

- [1] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Stromversorgungsgesetz, StromVG,“ Schweizerische Eidgenossenschaft, vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2019).
- [2] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Revision StromVG,“ [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/revision-stromvg.html>.
- [3] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Stromversorgungsgesetz, Strom VG, Vorentwurf vom 17. Oktober 2018,“ [Online]. Available: [https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2992/StromVG\\_Entwurf\\_de.pdf](https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2992/StromVG_Entwurf_de.pdf).