

# Untersuchung der Eignung von stationären Batteriespeichern zur Ermöglichung der Sektorenkopplung zwischen Energie- und Verkehrssektor

Strom, Wärmeerzeugung sowie Speicher  
Robert HINTERBERGER<sup>1(1)</sup>, Johannes HINRICHSEN<sup>(2)</sup>, Holger RÖNTGEN<sup>(2)</sup>  
<sup>(1)</sup>NEW ENERGY Capital Invest GmbH, <sup>(2)</sup>BTB Berlin GmbH

## Motivation und zentrale Fragestellungen

In Hinblick auf klima- und umweltpolitische Ziele ist Sektorenkopplung nur dann zielführend, wenn der zusätzliche Strombedarf, z. B. für das Laden von Elektrofahrzeugen oder den Betrieb von Wärmepumpen, aus zusätzlicher, über den konventionellen Bedarf hinausgehender, regenerativer Stromerzeugung gedeckt wird.

Zwar werden im Interesse hoher regenerativer Deckungsanteile des konventionellen Strombedarfes systemimmanent überschüssige regenerative Erzeugungskapazitäten (Wind, PV) aufgebaut. Aufgrund des Zusammenspiels zwischen fluktuierender regenerativer Erzeugung, schwankender Stromlast und den bestehenden Netzkapazitäten stehen jedoch nur unregelmäßig Überschussstrommengen für die Verwendung in anderen Sektoren der Energiewirtschaft (Wärme, Verkehr) zur Verfügung.

Um diesen „Spontanstrom“ zum Beispiel für Elektromobilität sinnvoll zu nutzen, müssen die intermittierenden Ladezyklen mit den Zeiten des Anfalles dieses Stroms abgestimmt werden, ohne dabei die Verteilnetze auf Nieder- und Mittelspannungsebene zu überfordern. Dies könnte am besten im Zusammenspiel zwischen intelligenter Ladeinfrastruktur, neuen Betriebsstrategien für das Stromverteilnetz und örtlichen, stationären Stromspeichern gelingen, da die aktuellen Entwicklungen in Richtung kostengünstiger Stromspeichersysteme neue Möglichkeiten eröffnen.

In dem laufenden FuE-Verbundvorhaben „FlexNET4E-Mobility“ wird dies detailliert untersucht und werden neue Betriebskonzepte unter Einbeziehung von Stromspeichern sowie von erzeugungs- und netzlastabhängigen Ladestrategien entwickelt, um sowohl den Anteil von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor zu maximieren wie auch Zusatzkosten für den Verteilnetzausbau zu minimieren. Daraus ergeben sich u.a. die folgenden konkreten Fragestellungen:

- Wie gut eignen sich stationäre Batteriespeicher zur Zwischenspeicherung von EE-Überschussstrom und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie im Verkehrssektor? Wie müssen diese Speicher dimensioniert werden? Wie sieht deren Wirtschaftlichkeit aus?
- Wie gut eignen sich stationäre Batteriespeicher zu Vermeidung von Netzausbauten auf Verteilnetzebene? Wie müssen diese Speicher dimensioniert werden? Wie groß ist deren wirtschaftlicher Nutzen im Vergleich zum klassischen Netzausbau?
- Können stationäre Energiespeicher zugleich sowohl zur Zwischenspeicherung von EE-Überschussstrom wie zur Vermeidung von ansonsten notwendigen Netzausbauten im Verteilnetz verwendet werden? Welches sind etwaige Hemmnisse bzw. Zielkonflikte?
- Wie können die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen untereinander kombiniert werden (z.B. im Zusammenspiel mit der Bereitstellung von Regelenergie), sodass sich daraus zusätzliche Wertschöpfungspotentiale ergeben? Welche technischen, organisatorischen oder regulatorischen Umsetzungshemmnisse bestehen?

## Methodischer Ansatz

Zur Analyse der Möglichkeiten des Einsatzes von stationären Batteriespeichern im Zusammenspiel von Strom- und Verkehrssektor wurde methodisch wie folgt vorgegangen:

- Erstellung geeigneter Ladeprofile im Minutenraster für Ladepunkte mit einer maximalen Ladeleistung von 350 kW DC

---

<sup>1</sup> NEW ENERGY Capital Invest GmbH, Praterstraße 62-64, A-1020 Wien, Telefon: +43 – 1- 33 23 560 – 3060, Email: Robert.Hinterberger@energyinvest.at, Internet: <http://www.energyinvest.at>

- Recherche der entsprechenden Kostenbestandteile (Investitionskosten, Netzegebühren, Netzausbaukosten) und ansonsten notwendiger Ersatzinvestitionen sowie des derzeitigen regulatorischen Rahmens
- Rechnerische Simulation des Speicherbetriebes in unterschiedlichen Speicherauslegungen (Speicherkapazität, Be- und Entladeleistungen), ebenfalls im Minutenraster
- Wirtschaftliche Analyse, Ermittlung von Amortisationszeiten und Vergleich mit den Kosten alternativen Netzausbaus

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es konnte gezeigt werden, dass sich mittels stationärer Batteriespeicher die Verwertung von EE-Überschussstrom zum Laden von Elektrofahrzeugen (und die Vermeidung des Ladens mit fossil erzeugten „Graustrom“) deutlich erhöhen ließe. In den betrachteten Szenarien konnte dieser Anteil von 17,9% (ohne stationäre Batterie) auf bis zu 87,6% (mit stationärer Batterie und Regelkonzept) gesteigert werden. In einer wirtschaftlichen Betrachtung zeigt sich jedoch, dass dieses Betriebskonzept nicht wirtschaftlich ist. Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ließe sich nur durch neue Regularien (z.B. dynamische Netzentgelte oder dynamische EEG-Umlage) erreichen.

Bezüglich der Vermeidung von Netzausbauten wurde durch die erzielten Simulationsergebnisse bestätigt, dass sich die notwendige Anschlussleistung durch den Einsatz dieser Speicher deutlich reduzieren lässt. Im Wirtschaftlichkeitsvergleich ist bezüglich dieses Betriebskonzeptes zwischen unterschiedlichen Fällen zu unterscheiden.

Falls durch einen zusätzlichen Batteriespeicher lediglich die Leistungspreise bzw. der Baukostenzuschuss reduziert werden können, ist in einem Optionenvergleich ein zusätzlicher Batteriespeicher die teurere Variante. Dies gilt idR auch für den Fall eines ansonsten notwendigen Ausbaus der Transformatorenleistung. Lediglich wenn alternativ notwendige Grabungsarbeiten vermieden werden können, wird in den meisten Fällen (abhängig von der zu ersetzenden Leitungslänge) ein zusätzlicher Batteriespeicher einem Leitungsausbau aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sein. Die durchgeführten Simulationen zeigen weiters, dass bei einem üblichen Verhältnis von Ausspeicherleistung zu Speicherkapazität und zu erwartender Nutzung nur ein Teil der Batteriekapazität tatsächlich genutzt wird. Diesbezüglich lässt sich eine Kombination der beiden dargestellten Betriebskonzepte sowohl technisch als auch wirtschaftlich darstellen.

Hingegen stellt sich eine Kombination mit der Bereitstellung von Primärregelleistung erheblich schwieriger dar. Begrenzender Faktor ist hierbei die Ausspeiseleistung der Batterie bzw. der Netzanschluss. Durch die geplante Änderung der Produktdefinition von Primärregelleistung (tägliche statt wöchentliche Ausschreibung ab Juli 2019, Stundenblöcke von jeweils 4 Stunden ab Juli 2020) würden sich jedoch perspektivisch neue Möglichkeiten zur Kombination der unterschiedlichen Betriebskonzepte von stationären Batteriespeicher ergeben.

## Danksagung

Die ggst. Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexNET4E-Mobility“ durchgeführt, welches durch das Programm „Erneuerbar mobil“ des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert wird.

Gefördert durch:  
 Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit  
aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

