

Dezentrale Stromspeicher in Verteilnetzen zur Frequenzstützung

Thorsten Fiedler¹, Dieter Metz², Marco Richter³

¹) OHP Automation Systems GmbH, D-63110 Rodgau, Gutenbergstr.16,
Tel: +49-6106-84955-18, fiedler@ohp.de, <http://www.ohp.de>

²) Hochschule Darmstadt, FB EIT, D-64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10,
Tel: +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de

³) Evonik Industries AG, D-67547 Worms, Im Pfaffenwinkel 6,
Tel: +49-6241 - 402 5938, marco.mr.richter@evonik.com, <http://www.evonik.com>

Kurzfassung: Die Integration von Wind- und PV-Anlagen stellt die Netzbetreiber vor neue Aufgaben. Die Volatilität der erneuerbaren Energiequellen ist eine Herausforderung für die Netzstabilität. Da die RES typischerweise über Umrichter in das Netz speisen, geht ihre fortschreitende Integration mit einer Reduktion der rotierenden Massen im Verbundnetz einher. Größere Frequenzelastizitäten sind die Folge. Die geplante Substitution von thermischen Kraftwerken ist unter diesem Gesichtspunkt sorgfältig zu planen. Das bestehende Regelkonzept, basierend auf Schwungmasse und den Primär- und Sekundärreglern der großen thermischen Einheiten, ist daher zu prüfen und gegebenenfalls zu ergänzen. Für den Kurz- und Mittelzeitbereich eröffnet sich damit die Möglichkeit neuer Netzdienstleistungen. Werden beispielsweise eine Vielzahl von dezentralen, batteriegestützten Speichereinheiten und auch virtuellen Kraftwerken zu einem Pool zusammengefasst und leittechnisch angekoppelt, können sie bei entsprechend schneller und zuverlässiger Aktivierung für die Frequenzstützung präqualifiziert werden. Im Beitrag beschreiben die Autoren zunächst die Effekte und Gefahren einer verringerten rotierenden Schwungmasse und Primärreserve durch die Substitution konventioneller Kraftwerksblöcke im traditionellen Verbundnetz. Einen Ausweg bieten batteriegestützte Speichereinheiten, die zu mehreren Aufgaben herangezogen werden können: Sie können als Energiereserve dienen aber ebenso für die Erbringung von schneller Regelleistung: Eine sehr schnell aktivierbare Wechselrichterleistung kann quasi eine virtuelle rotierende Masse bereitstellen, die den Frequenzeinbruch nach einem Kraftwerksausfall begrenzt. Außerdem kann sie Primär- und/oder Sekundärregelleistung erbringen. Die Autoren erläutern die Prinzipien für diese Einsatzbereiche und geben Richtlinien zur Dimensionierung der Komponenten an.

Keywords: SmartGrids, frequency stability, storages, batteries, flywheels, supercapacitors, inverter

1 Einführung

Es sind nicht nur die jüngsten Ereignisse im japanischen Atomkraftwerk Fukushima gewesen, die der Energiewende in Europa und auf der gesamten Welt neuen Aufschwung gegeben haben. Die Substitution konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Erzeuger schreitet weiter voran und die europäischen Klimaschutzziele zielen bereits auf einen Anteil von 20 % und mehr im Jahr 2020.

Aber die Integration der erneuerbaren Quellen (engl. Renewable Energy Sources, RES), die unsere Umwelt für unsere Nachfahren bewahren soll, bringt Herausforderungen für die Ingenieure der Gegenwart. Bei der Substitution konventioneller Kraftwerke durch RES sind drei Kriterien zu erfüllen: Bereitstellung der notwendigen elektrischen Arbeit, der maximalen Leistung und die Verfügbarkeit zu Zeiten garantieren, in denen der Strom gebraucht wird.

Nicht zu vernachlässigen ist auch die Betrachtung der Netzfrequenz: Wind und PV-Anlagen speisen über Umrichter ins Netz, haben also keine realen rotierenden Massen. Bei einem wachsenden Anteil der RES und gleichzeitiger Reduzierung der fossilen Erzeugung, erfährt das elektrische System folglich eine Reduktion der rotierenden Massen. Im Falle eines Kraftwerksausfalls wird die zum Ausgleich der Last benötigte Leistung in den ersten Sekunden zunächst aus der rotierenden Masse genommen. Diese Form von Nutzbremmung ist mit einem Frequenzabfall verbunden. In der Zukunft wird dies zu größeren Frequenzelastizitäten im Netz führen, sofern keine Gegenmaßnahmen getroffen werden.

Zur Frequenzregelung sind fossile Kraftwerke prädestiniert. Aber es gibt auch Untersuchungen wie die neuen, verteilten Erzeugungseinheiten integriert werden können. So wird derzeit die Eignung von Windkraftanlagen zur Primär- und Sekundärregelung untersucht. Durch dynamische Verstellung kann eine Anpassung an die benötigte Leistung erreicht werden. Andere Konzepte sehen einen Pool von BHKWs vor, der als Sekundär- oder Tertiärreserve dient.

Die Reaktionszeiten dieser Anlagen sind jedoch nicht immer für den Einsatz zur Primärregelung oder als Ersatz für rotierende Massen geeignet. Diese sollten innerhalb weniger Sekundenbruchteile zur Verfügung stehen. Hier sind Batteriespeicheranlagen interessant. Auch Schwungradspeicher sind geeignet, allerdings noch nicht sehr stark verbreitet. Akkumulatoren sind eine technisch ausgereifte Technologie, die weit verfügbar und entwickelt ist.

Die Autoren meinen, dass das gegenwärtige Konzept der Frequenzregelung überprüft werden sollte. Dieser Beitrag zeigt, wie speicherbasierte Systeme zur Primärregelung beitragen und auch als „virtuelle rotierende Masse“ in einem SmartGrid arbeiten können. Die benötigten Anlagengrößen werden berechnet und der Prototyp eines ersten ferngesteuerten Speichers vorgestellt.

2 Verteilung der Frequenzregelung

Angelehnt an den Wortlaut der EU-Technologie-Plattform SmartGrids [7], definieren die Autoren die Begriffe „MicroGrid“ und „SmartGrid“ wie folgt:

„MicroGrids sind kleine Netzgebiete, z. B. der Speisebereich eines 110/20kV Leistungstransformators einer Umspannanlage. Neben der Verbundeinspeisung leisten interne verbrauchsnahe Stromerzeuger, auch kleinere regenerative Anlagen und Speicher einen Beitrag zur Stromversorgung für Wärme, Kälte, Industrie, Büros und Haushalte. SmartGrids dagegen sind den MicroGrids übergeordnete Netzgruppen, beispielsweise das gesamte Mittelspannungsnetz eines Verteilnetzbetreibers. Das SmartGrid überwacht die Komponenten und Zustände der MicroGrids in einer zentralen Leitstelle.“

Ferner ist in diesem Zusammenhang der Begriff „SuperGrid“ entstanden, der ein kontinentales Verbundnetz beschreibt, welches durch einen HGÜ-Ring gestützt wird, um großflächige Energietransporte zu ermöglichen.

Diese Überlegungen führen zu einer möglichen Hierarchie der Frequenzregelung, wie sie in Abb. 1 dargestellt ist. Die oberste Instanz ist eine „SuperGrid“-Leitstelle, welche die großflächigen Energietransporte überwacht. Die mittlere Schicht stellt die bereits existierenden Regelzonen dar, welche die nationale Netzstabilität überwachen und internationale Energieimporte und –exporte regeln.

In Zukunft könnten die Regelzonen weitere Regelaufgaben an die ihnen zugeordneten SmartGrids übertragen, womit eine zellartige Struktur entsteht. Der Regelbeitrag eines jeden SmartGrids zur Regelzone bestimmt sich, in Analogie zum Beitrag einer jeden Regelzone zum Verbundnetz, durch einen Verteilfaktor.

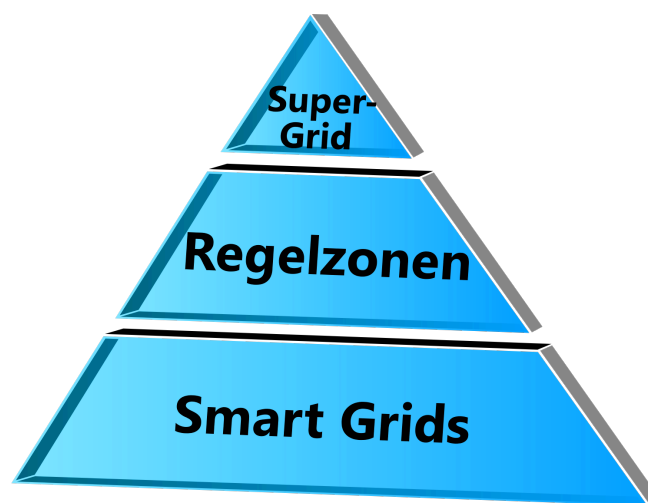


Abb.1: SmartGrids in der Frequenzregelung eines Verbundnetzes

Um das Frequenzverhalten einer Regelzone mit zugeordneten SmartGrids und Speichern näher zu untersuchen, wurde ein numerisches Modell auf Basis von Matlab/Simulink® erstellt. Das Modell ist die Simulation eines klassischen Verbundnetzes mit zwei Regelzonen, wie es in einschlägiger Literatur zu finden ist. Jedoch wurde es für die Untersuchungen zur speichergestützten Frequenzregelung mit Modellen von Speichern mit Umrichter-Einheiten erweitert. Die Modellparameter sind an das Operation Handbook der ENTSO-E angelehnt. Die folgenden Untersuchungen basieren auf Simulationen am Modell.

3 Virtuelle rotierende Massen

Die fortschreitende Substitution von konventionellen Kraftwerken durch verteilte und erneuerbare Erzeuger führt zu größeren dynamischen Frequenzabweichungen als Folge von plötzlich auftretenden Defiziten zwischen Last und Erzeugung, wenn keine Gegenmaßnahmen durchgeführt werden. Während es heute meist gut gelingt, die Abweichungen innerhalb der erlaubten Toleranzen zu halten, besteht nach Entfernung großer rotierender Massen im System die Gefahr, dass dies zukünftig nicht mehr gelingt.

Die Energie, die einem Generator bei einem Frequenzsprung entnommen wird, bestimmt sich aus

$$W = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (\Delta\omega)^2 \quad (1a)$$

Die Leistung P, die einem Generator bei einem Frequenzsprung entnommen wird, bestimmt sich aus

$$P = J \cdot \omega \cdot d\omega / dt \quad (1b)$$

Der Frequenzeinbruch eines Systems wird mit kleinerem Massenträgheitsmoment J größer. Mit kleinerem Massenträgheitsmoment muss zum Ausgleich einer ausgefallenen Leistung P die Frequenz schneller abfallen. Legt man einen kurzen Zeitraum fest und vergleicht die Reaktion zweier Systeme, deren Ausgleichsenergie W zur Lastdeckung gleich ist, so muss das System mit dem kleineren Massenträgheitsmoment mit stärkeren Frequenzabfall reagieren. Zum Vergleich seien zwei Systeme mit rotierenden Massen betrachtet: Eines habe das Trägheitsmoment J_1 , das zweite eine um x reduziertes Trägheitsmoment $J_2 = (1-x) \cdot J_1$. x sei der Anteil der Erzeugereinheiten ohne rotierenden Massen, also beispielsweise der RES-Anteil. Dann ist das Verhältnis der Frequenzgradienten bei einem Lastsprung:

$$\Delta f_2 = \frac{1}{\sqrt{(1-x)}} \cdot \Delta f_1 \quad (2)$$

Ein Beispiel: Wenn ein Verbundnetz eine Reduzierung der rotierenden Massen um 30% erfährt, wird der Frequenzabfall etwa 1,2 mal höher als im ursprünglichen Netz. Da die Primärregelung einige Sekunden zur vollen Entfaltung benötigt, gilt es, die starken Frequenzabweichungen in den ersten Sekunden zu verhindern.

Wenn die künftige Stromversorgung einen wachsenden Anteil regenerativer Energien beinhaltet, d.h. umrichter gespeiste Erzeuger, ist es wichtig, dass diese ebenfalls zur Frequenzstützung beitragen. Da sie typischerweise keine natürliche rotierende Masse haben, muss diese substituiert werden. Im Folgenden werden die Grundlagen und Dimensionierungsbeispiele für eine möglichen Ersatz, eine so genannte virtuelle rotierende Masse vorgestellt.

Eine virtuelle rotierende Masse ist ein Energiespeichersystem mit Netzanbindung, welches auf Änderungen der Systemfrequenz wie eine echte rotierende Masse reagiert, ohne eine zu besitzen. Dies geschieht durch das geregelte Ein- oder Ausspeisen von elektrischer Energie aus oder in einen Speicher bei Änderungen der Netzfrequenz. Die Komponenten eines solchen Systems sind der physikalische Energiespeicher an sich, ein Umrichter sowie eine Frequenzmesseinrichtung und Sollwertvorgabe.

Die Frequenzmesseinrichtung differenziert die Eingangsfrequenz. Wird ein Grenzwert überschritten wird im Falle eines negativen Gradienten (fallende Frequenz) die Leistung aus dem Speicher ins Netz gespeist, im Falle eines positiven Gradienten (steigende Frequenz) wird Leistung dem Netz entnommen. Mittels eines Modells wurde die Wirkung einer VRM bei Frequenzänderungen untersucht.

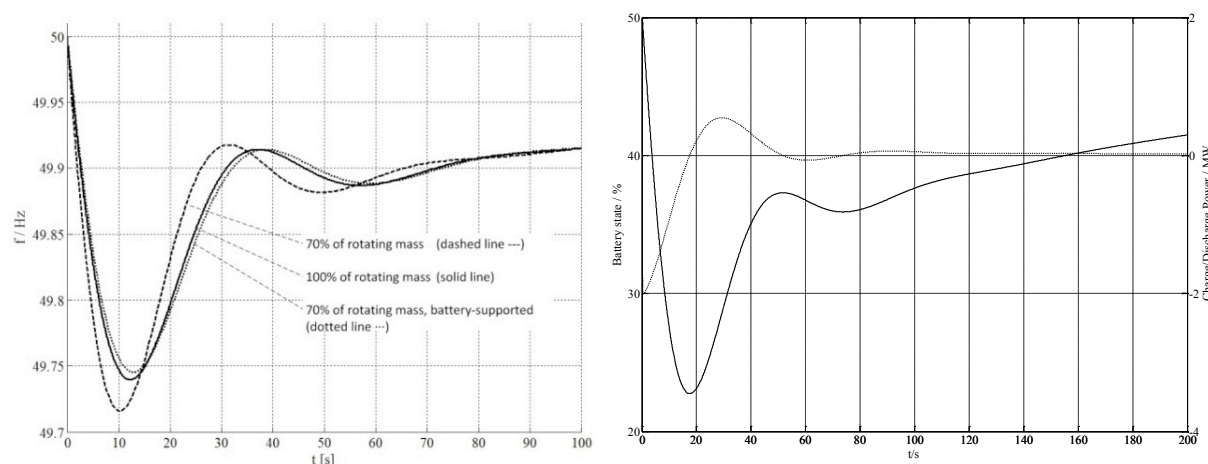


Abb. 3a) Links: Systemantwort auf einen Lastsprung von 0,01 p.u bei voller rotierender Masse (durchgehende Linie), auf 70% reduziert (gestrichelt) und mit 30% Speicherstützung (gepunktet)

3b) Rechts: Batterieladezustand (durchgehende Linie) und Entladeleistung (gepunktet)

Abb. 3a (links) zeigt die Systemantwort des ursprünglichen Systems, eines Systems mit um 30% reduzierter Trägheit und eines speichergestützten Systems mit einer virtuellen rotierende Masse (VRM), jeweils auf einen Referenz-Lastsprung von 1% = 0.01 p.u. Erwartungsgemäß ist der Frequenzgradient $\Delta f/\Delta t$ niedriger wird, sobald die VRM wirkt. Eine kurze Zeitverzögerung von 0,1s gegenüber der echten rotierenden Masse wurde als Laufzeit der Kette Frequenzerkennung, Umrichter und Batteriesteuerung angenommen.

Abb. 3b (rechts) zeigt den Verlauf des Batterieladezustandes und der Lade-/Entladeleistung. Das Modell setzt eine Speichergesamtkapazität von 20kWh voraus, mit einem Anfangsladezustand von 50%. Die Größe des SmartGrids wurde mit 600MW angenommen, was in etwa einem 500tel des UCTE-Verbundnetzes entspricht.

Die Kenndaten des benötigten Speichers wurden mit Hilfe einer Simulationsrechnung bestimmt: Die benötigte elektrische Energie ist mit 5 kWh relativ klein, ganz im Gegensatz zur maximalen Leistung von 2MW.

Typische Akkumulatoren sind für diesen Anwendungsfall aufgrund ihrer niedrigen Zyklenzahl kaum geeignet. Viel eher sind Supercaps denkbar, welche für einen kurzen Zeitraum eine hohe Leistung bereitstellen können und eine hohe Zyklenlebensdauer haben.

4 Speichergestützte Primärregelung

Im Mittelzeitbereich taucht im Zusammenhang mit der Frequenzregelung in Netzen mit hoher regenerativer Einspeisung ein weiteres Problem auf: Typischerweise speisen RES-Anlagen, wie Wind, ihre volle Leistung in das Netz ein. Nur wenn es die Netzsituation erfordert, dürfen sie gedrosselt werden.

Die Primärregelung in unserem Netz wird gegenwärtig immer noch zum Großteil mit konventionellen Kraftwerken realisiert. Bei einem rückläufigen Anteil der thermischen Erzeugung muss auch dieses Konzept überdacht werden.

Die kleiner werdenden konventionellen Primärreserven, und der dadurch fehlende Beitrag zur Frequenz-/Leistungscharakteristik des Netzes, können durch eine speicherbasierte

Lösung ergänzt werden. Ähnlich wie bei der virtuellen rotierenden Masse, sind die Komponenten ein physikalischer Speicher, ein Umrichter und eine Frequenzmesseinrichtung.

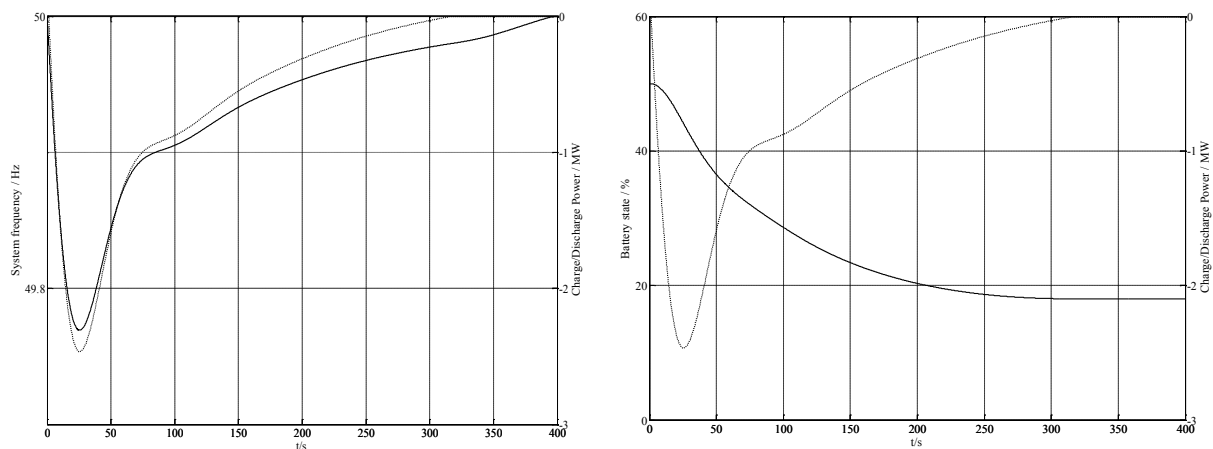


Abb. 4a) Links: Systemantwort auf einen Lastsprung von 0,01 p.u. und Entladeleistung (gestrichelt)

4b) Rechts: Batterieladezustand (durchgehende Linie) und Entladeleistung (gepunktet)

Abb. 4a (links) zeigt die simulierte Systemantwort auf einen Referenzlastsprung von 0,01 p.u., mit einer Batterie, die 30% des Primärregelbedarfs eines SmartGrids übernimmt, der regenerativ erzeugt wird. Die durchgehende Linie zeigt die Systemfrequenz, die gestrichelte Linie die eingespeiste Leistung.

In Abb. 4b (rechts) ist der Ladezustand des Speichers zu erkennen. Die Gesamtkapazität wurde mit 200 kWh angenommen, die Anfangsladung mit 50%.

Auch hier ist bei einem 600MW-Netz die benötigte Kapazität, um den ENTSO-E Kriterien zur Primärregelung zu genügen, mit 64 kWh relativ niedrig, die maximale Leistung mit etwa 2,5 MW recht groß. Werden viele dezentrale Speicher in einem Pool zusammengefasst und zentral angesteuert, können diese für die Erbringung von Primärregelleistung beim Übertragungsnetzbetreiber präqualifiziert werden.

5 Prototyp eines ferngesteuerten Batteriesystems

Der Prototyp eines dezentralen Batteriespeichers mit Fernwirkanbindung wurde an der Hochschule Darmstadt entwickelt. Das Konzept eignet sich für eine Reihe von Anwendungen, angefangen von der Spitzenlastabdeckung, der Pufferung von PV-Anlagen bis hin zur primären Frequenzregelung. Der Prototyp ist allerdings nur mit begrenzter Batteriekapazität ausgestattet.

Das System ist in Abb. 5 abgebildet. Es besteht aus drei Strängen. Jeder Strang ist mit einem 12V Akkumulator, einem Wechsel- und einem Gleichrichter ausgestattet. Alle Komponenten werden von einer Fernwirk-SPS Micro ALU020 der Firma OHP Automation Systems GmbH überwacht und angesteuert. Diese erfasst alle relevanten Informationen wie Spannungen, Ströme und Batterieladezustände und steuert die Lade- und Wechselrichter.

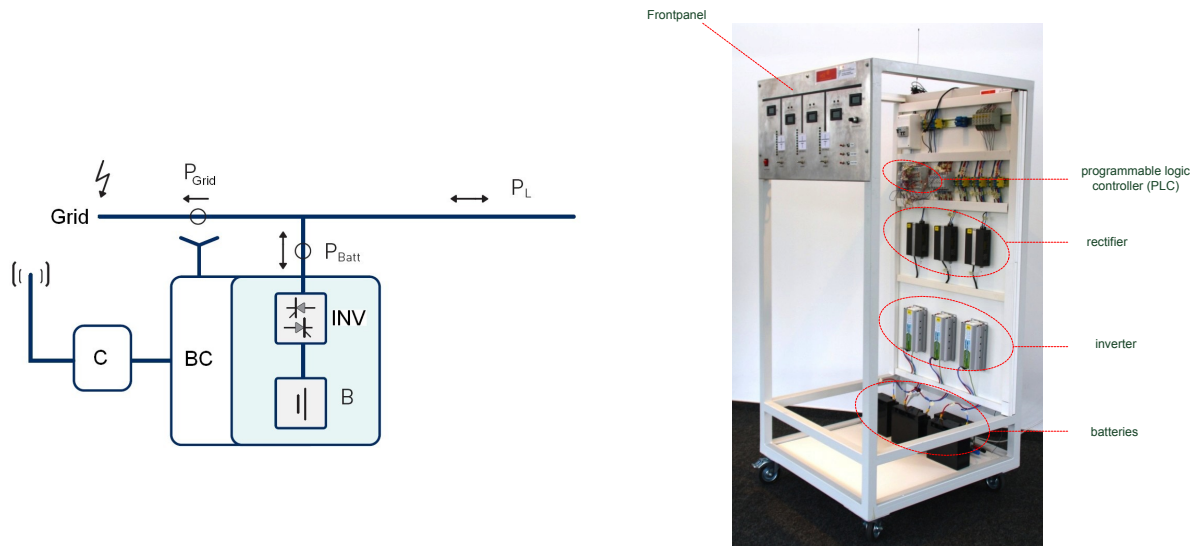


Abb. 5a) Links: Blockschaltbild des Batteriesystems

Abb. 5b) Rechts: Prototype eines Batteriesystems mit Fernwirkanbindung

Das System ist fernwirktechnisch komplett über GPRS steuerbar, auch andere Kommunikationskanäle sind möglich. Als Fernwirkprotokoll wird derzeit IEC 60870-5-104 genutzt. Dies erlaubt eine sichere Kommunikation zwischen dem Batteriespeicher und der Leitstelle.

Das Batteriesystem kann in drei Modi arbeiten:

- Der Hand-Lokal-Betrieb ermöglicht es dem Bediener vor Ort, die Batterien unabhängig von der eingestellten Kundenlast und den Ladezuständen der Batterien zu laden bzw. zu entladen.
- Der Auto-Lokal-Betrieb ist für eine selbstständige Entscheidung der Zu- bzw. Abschaltung der Batterien verantwortlich. Welche Batterien ge- bzw. entladen werden, ist von der Kundenlast und den Ladezuständen abhängig.
- Der Fern-Betrieb ermöglicht es, die Anlage von einer Leitstelle über eine GPRS-Verbindung zu steuern und die Information über die Ladezustände der Batterien zu übertragen. Hier kann von einer Leitstelle aus der Sammelbefehl zum Laden oder Entladen erfolgen.

Das Batteriesystem wurde erfolgreich getestet. So liegt die Rückmeldezeit auf GPRS-Befehle aus dem Leitsystem im Bereich von einigen hundert Millisekunden. Das macht das Konzept nicht nur für Einsatzfälle wie Spitzenlastabdeckung oder RES-Kompensation interessant. Mit einer Frequenzmesseinrichtung ausgestattet, könnte es an der Primärregelung teilnehmen.

6 Ausblick

Die fortschreitende Integration der erneuerbaren Energien und gleichzeitiger Abschaltung von thermischen Kraftwerken bringt auch Probleme bei der Frequenzregelung mit sich, wie beispielsweise größere Frequenzelastizität und der Bedarf an neuen Primärregelkapazitäten.

Die Autoren haben gezeigt, dass speicherbasierte Einheiten als virtuelle rotierende Masse dienen können. Auch wenn die notwendige elektrische Arbeit relativ gering ist, müssen sie eine hohe Leistung für eine kurze Zeit bereitstellen. Es ist eher zweifelhaft, dass gegenwärtige Akku- und Wechselrichter-Technologie diese Anforderungen zu geringen Kosten decken kann. Andere Optionen sind beispielsweise Schwungradspeicher oder Super-Kondensatoren.

Für die Erbringung von Primärregelleistung, sowohl negativ als auch positiv, ist es denkbar, dass viele dezentrale Batterien in einem Pool zusammengefasst und zentral angesteuert werden. Die Wirkung einer speicherbasierten Primärreserve wurde von den Autoren in einer Simulation gezeigt und der Prototyp eines fernwirktechnisch angebundenen Speichers vorgestellt.

Neue Geschäftsmodelle sind notwendig, um die neuen Netzdienstleistungen zu fördern. Schlussendlich ist es von essentieller Bedeutung, die Stabilität der elektrischen Energieversorgung aufrecht zu erhalten. Die fortschreitende Substitution der thermischen Erzeugung durch erneuerbare Energien und die Integration der neuen Komponenten zum Ausgleich von Leistung und Energie sind daher als Einheit und systemerhaltend zu betrachten.