

# Technisch-wirtschaftliche Optimierung der Teilnahme einer netzdienlichen Großbatterie am Primärregelleistungsmarkt

Rita Kunert, Jochen Bühler, Birgit Schachler, Matthias Resch

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Ostendstr. 25, 12459 Berlin

rita.kunert@posteo.de, jochen.buehler@rl-institut.de, birgit.schachler@rl-institut.de,

matthias.resch@rl-institut.de

www.reiner-lemoine-institut.de

## 1. Motivation und Ziel

Aus dem starken Zubau dezentraler Erzeugungskapazitäten resultiert akuter Handlungsbedarf zur Vermeidung lokaler Überlastung der auf Stromtransport zum Verbraucher hin ausgelegten Verteilnetze. Weiterhin ergibt sich mittelfristig die Herausforderung, den Bedarf an flexibler, systemstabilisierender Leistung durch geeignete Maßnahmen zu decken. Batteriespeicher stellen in diesem Kontext eine technisch sehr gut geeignete und daher attraktive, aber noch wenig erprobte Lösungsoption dar. Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow<sup>1</sup> (SPF) wurde erstmals eine Vanadium-Redox-Flow-Großbatterie (VRF) in das Stromnetz eines deutschen Netzbetreibers integriert. Bei dem Batteriesystem handelt es sich um einen Prototypen, dessen Wechselrichter sowie Batteriesteuerung eigens für das Projekt entwickelt wurden. Hauptziel des Projektes war es, zu ermitteln, inwieweit der Spagat zwischen wirtschaftlichem und netzstützendem Betrieb möglich ist. Eine Analyse möglicher Geschäftsmodelle für Großbatterien hat ergeben, dass unter heutigen Rahmenbedingungen in Deutschland der Einsatz von Batterien am Primärregelleistungsmarkt der mit Abstand lukrativste Anwendungsbereich ist. Daher lag der Fokus in dem Projekt auf diesem Geschäftsmodell. Allerdings verhalten sich Batterien, welche Primärregelleistung erbringen, zunächst nicht netzdienlich, da das Be- und Entladen des Speichers einzig durch die Netzfrequenz und nicht durch die lokale Netzsituation bestimmt wird. Die Netzdienlichkeit der untersuchten Batterie

---

<sup>1</sup>

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen: 0325522A).

wurde sichergestellt, indem diese die Spannung im Ortsnetz über eine Blindleistungsregelung dahingehend regelt, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energien erhöht wird. Auf diese Art und Weise konnten ein netzdienlicher und zugleich marktgetriebener Batterieeinsatz miteinander verbunden werden.

Die Herausforderung des Betriebsmodells ist, die fortwährende Verfügbarkeit des Systems für die beiden genannten Dienstleistungen sicherzustellen. Insbesondere ist eine hundertprozentige Verfügbarkeit Teilnahmevoraussetzung des PRL-Marktes [1]. Problematisch ist hierbei, dass, obwohl statistisch gesehen über die Zeit ungefähr die gleiche Menge an positiver und negativer Primärregelleistung abgerufen wird, der Ladestand von PRL-Batterien aufgrund von Wirkungsgradverlusten dazu neigt, zu fallen. Daher haben die deutschen ÜNB „Freiheitsgrade“ zur Ladestandsanpassung während des Batteriebetriebes definiert [2]. Im SPF-Projekt wurden folgende Freiheitsgrade verwendet:

- Leistungserbringung auch innerhalb des Frequenz-*Totbands*.
- *Übererfüllung* des proportionalen PRL-Werts um bis zu 20%.
- Ausnutzung des technisch möglichen *Leistungsgradienten* über die maximale Aktivierungsdauer von 30 Sekunden hinaus.
- *Be- oder Entladen durch Fahrplangeschäfte* am Intraday-Markt unter Berücksichtigung von 30 Minuten Fahrplanmeldefrist und minimaler Kontraktdauer von 15 Minuten

Die ersten drei der aufgelisteten Maßnahmen sind kostenneutral und können kontinuierlich angewendet werden. Droht der Ladestand dennoch, in einen kritischen Bereich zu gelangen, sind zusätzlich (Ent-)Ladevorgänge notwendig, die für die betrachtete stand-alone Batterie am Intraday-Markt erfolgen. Ihre Anwendung erfordert somit eine Optimierung, welche die entstehenden zusätzlichen Kosten minimiert.

Ziel der Untersuchung ist es, eine Betriebsstrategie für den Batterieprototypen im Projekt zu identifizieren, welche auf Grundlage der Kapitalwertmethode einen möglichst lukrativen Speichereinsatz bei gleichzeitiger Entlastung des lokalen Verteilnetzes garantiert. Im Zuge dessen wird die Auswirkung der von den ÜNB

formulierten Freiheitsgrade und der zusätzlichen Blindleistungsbereitstellung bewertet. Abschließend wird die Gesamtwirtschaftlichkeit eines auf dem betrachteten System basierenden PRL-Pools und eines exemplarischen Pools der Lithium-Ionen-Technologie (Li-Io) unter verschiedenen ökonomischen Annahmen beurteilt und die Ergebnisse in einem Fazit zusammengeführt.

## **2. Optimierung des netzdienlichen PRL-Betriebs**

Die durch die Betriebsstrategie zu beeinflussenden wirtschaftlichen Faktoren bestehen aus den *erzielbaren Erlösen am PRL-Markt* und den *Kosten bzw. Erlösen der erforderlichen Korrekturenergie*. Die Investitionskosten werden durch die Systemauslegung bereits vorgegeben.

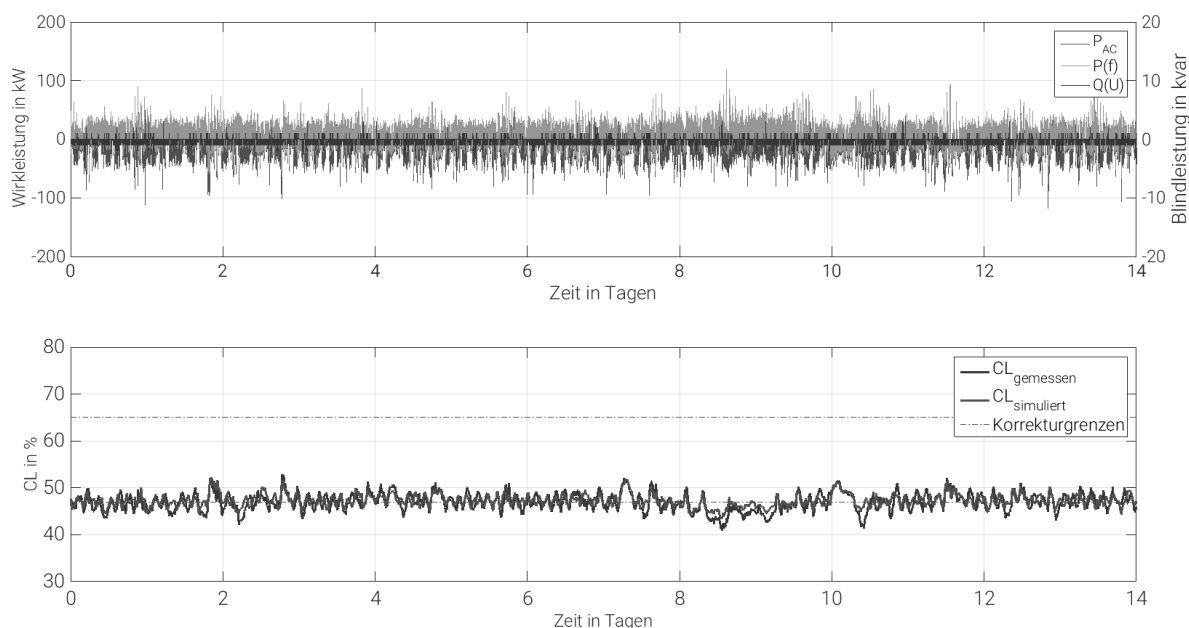
Die präqualifizierte Leistung bestimmt bei gegebenem PRL-Preis die theoretischen Erlöse und die Lage der batteriespezifischen Verfügbarkeitsgrenzen (hierbei handelt es sich Ladestandsbereiche, bei welchen die Batterie nicht mehr die volle Leistung erbringen kann). Die korrespondierenden Korrekturgrenzen lösen Fahrplangeschäfte aus. Der Zielwert des Ladestands dient als Kriterium für die Anwendungsrichtung der kostenlosen Freiheitsgrade und wurde aufgrund der Asymmetrie der Ladestandsentwicklung auf 60% angesetzt. Die maximal zur Verfügung stehende Leistung des Systems muss folglich zwischen der Korrekturleistung für Transaktionen und der in dem Markt gebotenen Leistung aufgeteilt werden. Kritisch ist dabei die Überwindung des Zeitraums bis zur Erfüllung der Transaktion ausgehend vom Ladestand zum Auslösungszeitpunkt. Zur Bestimmung der Korrekturgrenzen wurde die Annahme getroffen, dass die Verfügbarkeitsgrenzen auch in einem besonders über- bzw. unterfrequenten Monat nicht überschritten werden dürfen, selbst wenn sich der Ladestand bereits am Monatsanfang an der entsprechenden Korrekturgrenze befindet. Als Grundlage der Betrachtung dienten Frequenzzeitreihen der Netzgesellschaft Swissgrid AG. Die verwendeten Spannungszeitreihen stammen aus Messungen des Jahres 2013 am Netzverknüpfungspunkt des Speichers. Die Klassifizierung charakteristischer Monatsperioden erfolgte analog zu den Frequenzeingangsdaten mit jeweils in Summe besonders hohem oder niedrigem sowie dem Jahresdurchschnitt entsprechendem Blindleistungsabruf.

Auf Basis der worst-case Frequenz- und Blindleistungszeitreihen wurde schlussendlich durch iterative Simulationen einer gegebenen präqualifizierten Leistung jeweils eine obere und untere Korrekturgrenze zugeordnet, sowie die entsprechende Menge an Korrekturenergie ermittelt. Optimal ist diejenige Kombination aus präqualifizierter Leistung und oberer sowie unterer Korrekturgrenze mit der höchsten Differenz aus theoretischem PRL-Erlös und Kosten der anfallenden Korrekturenergie.

Für die Optimierung wurden in Anlehnung an [3] folgende Eingangsparameter verwendet: 50 Zuschläge im Jahr, Einnahmen am PRL-Markt von 3500 EUR/MW\*Woche, Preis für gehandelte Energie am Intraday-Markt von 33,09 EUR/MWh [4] sowie Zusatzkosten für die Handelsteilnahme von 2 EUR/MWh, Umsatzsteuer von 19% auf Kosten und Erlöse, Stromsteuer von 20,50 EUR/MWh, Kosten für den Messstellenbetrieb 508,86 EUR/Jahr [5]. Die Wartungs- und Betriebskosten betragen 2% der Investitionskosten, der Kalkulationszins beträgt 4% und die angenommene Lebensdauer beider Technologien 15 Jahre [6]. Die Investitionskostenzenarien wurden auf Basis der vorliegenden Systemauslegung nach [3][6][7][8][9] und [10] berechnet.

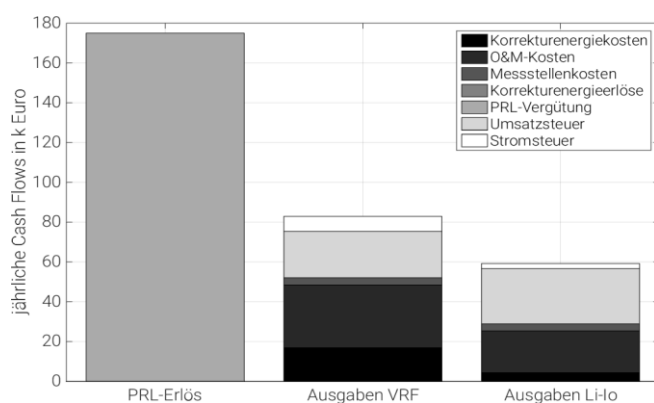
### **3. Ergebnisse**

Mit dem beschriebenen Vorgehen ergibt sich für den SPF-Speicher eine vermarktete Leistung von 175 kW bei Korrekturgrenzen von 65% und 47%. Die Verfügbarkeitsgrenzen des Systems liegen in diesem Fall bei 72% und 22%. Ein mehrwöchiger Feldtest des PRL-Betriebs mit den ermittelten Parametern demonstriert die Umsetzbarkeit des netzdienlichen PRL-Betriebs (Abbildung 1). Dabei wird konstant Blindleistung gemäß der im Projekt parametrisierten Q(U)-Kennlinie erbracht. Entsprechend der hellgrau dargestellten P(f)-Kurve in der oberen Grafik beträgt der PRL-Abruf in der betrachteten Periode durchschnittlich nur ca. 20kW (8,5% der gebotenen PRL-Leistung). Die Wirkleistungsmessung  $P_{AC}$  am Netzanschlusspunkt des Batteriesystems zeigt, dass die Freiheitsgrade ausschließlich einseitig angewendet werden und die meiste Zeit über Nachladevorgänge aktiv sind.



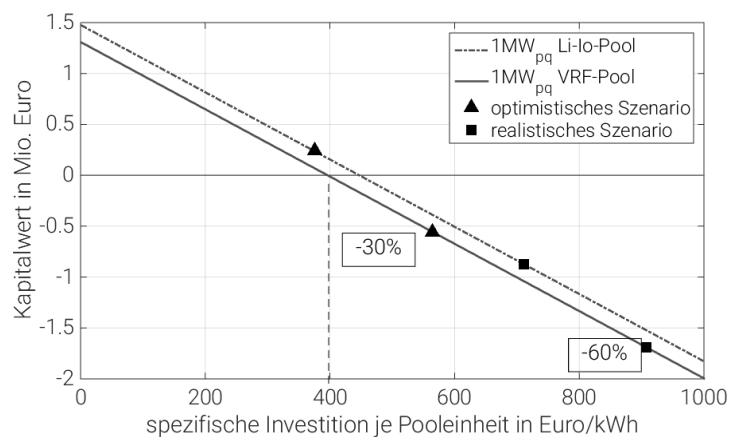
**Abbildung 1** Demonstration der optimierten Betriebsstrategie im Feldtest (Ausschnitt, 03.08.-17.08.2016) und Gegenüberstellung mit Modellwerten.

Eine Simulation, bei der nur der Freiheitsgrad für Ladestandkorrekturen aktiv ist, dient als Referenz für die Bewertung der einzelnen kostenlosen Freiheitsgrade. Obwohl diese in Summe bis zu 20% der Korrekturenergie vermeiden können, sind die Auswirkungen ökonomisch bewertet niedrig; die Differenz aus PRL-Erlös und Korrekturenergiekosten erhöht sich nur um etwas über 2%. Gleichermäßen ist jedoch auch der wirtschaftliche Nachteil durch die Blindleistungsbereitstellung mit weniger als 1% gering. Grund ist, dass die Kosten der benötigten Korrekturenergie nur ca. 7% des PRL-Erlöses ausmachen (Abbildung 3).



**Abbildung 2:** Jährliche Zahlungsströme eines 1MW-Pools der betrachteten Systemauslegung für VRF- und Li-Io-Technologien im Vergleich.

Die Kapitalwertanalyse eines zum Erreichen der Mindestgebotsgröße am PRL-Markt benötigten, gemäß den geltenden Anforderungen redundant ausgelegten Batteriepools basierend auf der betrachteten VRF-Batterie und einem exemplarischen Li-Io-System ist in Abbildung 3 dargestellt. Geringere Investitionskosten führen zu wirtschaftlichen Vorteilen des Li-Io-Systems. Dieses könnte als einziges zu heutigen Bedingungen bei optimistischer Investitionskostenannahme wirtschaftlich betrieben werden, wohingegen die Kosten für VRF-Batterien um mindestens 30% sinken müssten.



**Abbildung 3:** Kapitalwert der verglichenen Systeme in Abhängigkeit der Investitionskosten.

#### 4. Fazit

Die Optimierung der netzdienlichen PRL-Betriebsstrategie unter Berücksichtigung der von den ÜNB formulierten Freiheitsgrade demonstriert deren technische Umsetzbarkeit. Diese wurde in einem Feldtest bestätigt.

Das netzdienliche Verhalten stellt für den PRL-Betrieb wegen des geringen Gewichts der Korrekturenergiekosten keine nennenswerten Mehrkosten dar, unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen besteht jedoch für Speicherbetreiber auch kein Anreiz dazu.

Für die Gesamtwirtschaftlichkeit sind die Investitionskosten und der PRL-Erlös die bestimmenden Faktoren. Während Li-Io-Batterien unter heutigen Bedingungen einen positiven Kapitalwert erzielen können, sind die VRF-Investitionskosten bei gleichzeitig niedrigeren Rückflüssen durch Wirkungsgradverluste noch um mindestens 30% zu hoch.

## 5. Ausgewählte Literatur

- [1] regelleistung.net: „Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung“, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/imprint>. Abruf am 7.12.2016.
- [2] Deutsche ÜNB: „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung, 2014.
- [3] J. Flear, S. Zurmühlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake, und D.-U. Sauer: „Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve“, 10th International Renewable Energy Storage Conference, 2016.
- [4] Fraunhofer ISE: „Durchschnittliche Preise in Deutschland. Energy Charts.“, URL: [https://www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.html](https://www.energy-charts.de/price_avg_de.html). Abruf am 7.12.2016.
- [5] LVN: „Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bei Energieentnahme und -einspeisung mittels Lastgangmessung. Preisblatt 4.“ 2016.
- [6] Th. Aundrup, H.-P. Beck, A. Becker, A. Berthold: „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze,“ Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2015.
- [7] F. Genoese: „Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland“, PhD Thesis, Karlsruhe, 2013.
- [8] B. Battke, T. S. Schmidt, D. Grosspietsch, und V. H. Hoffmann, „A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 25, S. 240–250, September 2013.
- [9] D. U. Sauer, B. Lutz, und D. Magnor: „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom“, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, RWTH Aachen, 2013.
- [10] A. Akhil, G. Huff, und A. Currier: „DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA“, Sandia National Laboratories, New Mexico, July, 2013.