

# Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt

Timo KERN<sup>1(1)</sup>, Serafin VON ROON<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

## Motivation und zentrale Fragestellung

Die Volatilität der Einspeisungen erneuerbarer Energien erfordert mehr Flexibilitäten im Energiesystem. Aufgrund sinkender Kosten können Großbatteriespeicher zunehmend wirtschaftlich am Strommarkt agieren. Aktuell werden sie hauptsächlich auf dem Primärregelleistungsmarkt (PRL-Markt) vermarktet. Da es dort wegen vielfältiger Faktoren, wie geringen Strompreisen, der Erweiterung der PRL-Kooperation und letztlich dem Zubau von Batteriespeichern, in den vergangenen Jahren zu einem fallenden Preisniveau kam, stellt sich die Frage, ob und wann Großbatteriespeicher ihre Vermarktung in andere Märkte verschieben werden [1]. Die zukünftigen Erlöspotenziale, welche sich auf dem Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) gegenüber dem PRL-Markt ergeben, und die Interdependenzen zwischen den Märkten sind Gegenstand dieser Untersuchung.

## Methodische Vorgangsweise

Es wird ein Optimierungsmodell aufgestellt, mit dem der Einsatz von Batteriespeichern am Day-Ahead- und Intraday-Markt, im Vergleich zu einem Anbieten am PRL-Markt realitätsnah simuliert werden kann. Hierfür wird keine perfekte Preisvorschau unterstellt (wie beispielsweise in [2]), sondern eine rollierende Optimierung implementiert. Diese berücksichtigt, dass zum Zeitpunkt des Day-Ahead-Handels, die Preise der Intraday-Auktion noch nicht bekannt sind und zum Zeitpunkt des Intraday-Auktionshandels die Preise des kontinuierlichen Handels noch unbekannt sind. **Abbildung 1** stellt schematisch eine kombinierte Optimierung an den genannten Märkten dar. Für den kontinuierlichen Intradayhandel wird eine Preisvorausschau von drei Stunden unterstellt, so dass sich für einen Tag acht Optimierungsläufe ergeben. Ein Optimierungslauf setzt sich immer aus einer Kombination von bekannten kontinuierlichen Intraday-Preisen, Intraday-Auktionspreisen, Day-Ahead-Preisen, sowie einer Day-Ahead-Preisprognose für den Tag  $t+2$  zusammen. Die Day-Ahead-Preise eines Tages  $t+1$  sind ab dem Tag  $t$  um 12 Uhr bekannt, die Preise der Intraday-Auktion am Tag  $t+1$  werden dem Modell um 15 Uhr des Vortages  $t$  zur Verfügung gestellt. Die Day-Ahead-Preisprognose des nachfolgenden Tages  $t+2$  wird miteinbezogen, da der Batteriespeicher ansonsten zum Ende eines Tages immer maximal ausspeisen würde und damit komplett entleert wäre. Nach einem Optimierungslauf werden Fahrpläne und Speicherfüllstände für den nächsten Lauf übergeben.

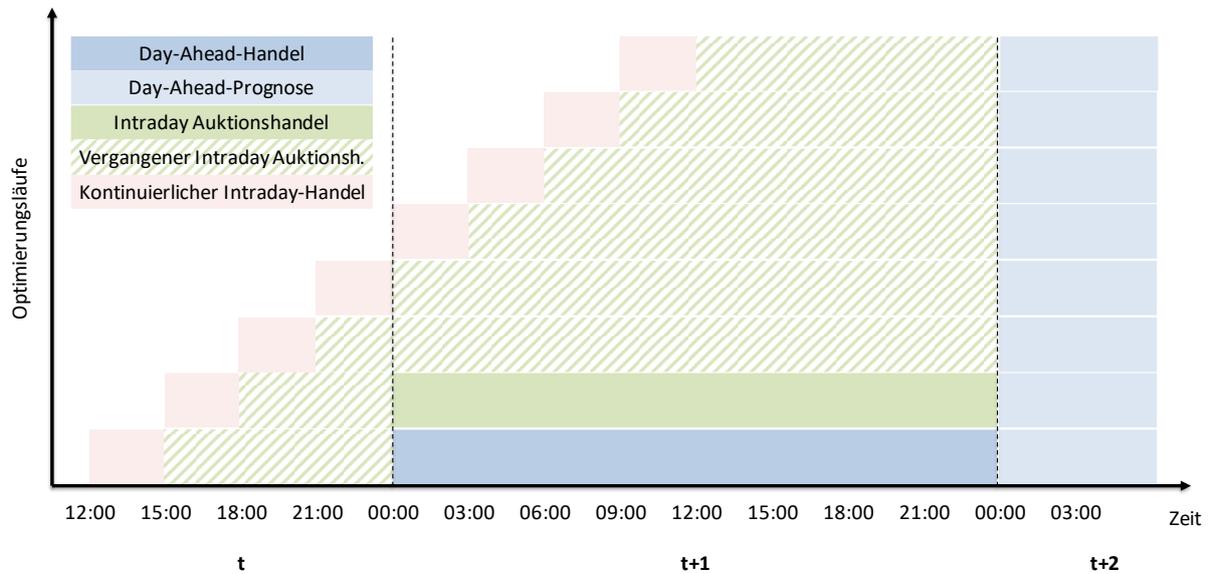
## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Zur Darstellung der Erlöspotenziale an den verschiedenen Märkten wurde die Optimierung der Batterie nacheinander separat am Day-Ahead-Markt und am Intraday-Auktionshandel, sowie mit einer kombinierten Vermarktung am Spotmarkt durchgeführt und den Erlöspotenzialen am PRL-Markt gegenübergestellt. Weitergehend wurden die Erlöse eines Vollzyklus für alle Vermarktungsmöglichkeiten ausgewertet und vergleichend die aktuell realen Kosten eines Vollzyklus als Mindesterlös in die Optimierung eingeführt, um die dann veränderte Fahrweise des Batteriespeichers auszuwerten.

Die Untersuchungen für das Jahr 2018 zeigen auf, dass die maximalen Erlöse am Intraday-Auktionshandel mit 800 €/MW/Woche knapp dreimal so hoch sind, wie eine alleinige Vermarktung am Day-Ahead-Markt. Auch bei einer kombinierten Vermarktung am Spotmarkt kann mit knapp 1100 €/MW/Woche der in 2018 durchschnittliche PRL-Preis von gut 2000 €/MW/Woche nicht erreicht werden. Wenn es allerdings in Zukunft zu verkürzten Ausschreibungszeiträumen am PRL-Markt, von beispielsweise 4-Stunden Blöcken, kommt, gibt es vermehrt Zeiträume, in denen Batteriespeicher auf dem Spotmarkt ökonomisch sinnvoll vermarktet werden können. Dies hätte direkte Auswirkungen auf den PRL-Preis, dessen Minimum sich für diese Zeiträume bei einer entsprechenden Marktmacht an die Opportunitätskosten von Batteriespeichern annähern würde. Vor dem Hintergrund von sinkenden Batteriekosten und damit sinkenden Erlöserwartungen wird es so in Zukunft zu einem komplexeren Zusammenspiel an den kurzfristigen Strommärkten kommen.

---

<sup>1</sup> „Jungautor“, Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-35, tkern@ffe.de, www.ffegmbh.de



**Abbildung 1:** Exemplarischer Optimierungsaufbau bei Vermarktung der Batterie am Day-Ahead-Markt, am Intraday-Auktionshandel, sowie am kontinuierlichen Intraday-Markt

## Literatur

- [1] Johannes Fleer et al.: Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market. Düsseldorf: 11th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2017
- [2] Conrad, Jochen; Pellingner, Christoph; Hinterstocker, Michael: Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014