

Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt

Timo Kern¹, Michael Hinterstocker, Serafin von Roon

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München,
+49 (0)89 158121-35, tkern@ffe.de, www.ffegmbh.de

Kurzfassung:

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 Flexibilität in anderen Märkten vermarkten. Zukünftig wird es vermehrt zu Situationen kommen, in denen es für Großbatteriespeicher wirtschaftlich ist, die Vermarktung im Spotmarkt vorzunehmen. Es wird dadurch zu einer engeren Kopplung der Vermarktung an Regelleistungs- und Spotmärkten kommen, deren Mehrerlöse letztlich einer komplexeren Einsatzplanung gegenübersteht.

Keywords: Batteriespeicher, Optimierung ohne perfekte Vorausschau, Spotmärkte, Regelleistungsmärkte, Day-Ahead-Handel, Intraday-Handel

1 Motivation

Im Zuge der Energiewende erfolgt eine strukturelle Umstellung der Energieerzeugung von zentralen, konventionellen Einheiten hin zu dezentralen, volatilen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Windenergieanlagen und PV-Anlagen werden dargebotsabhängig platziert, so dass vom Energiesystem räumliche Flexibilität erbracht werden muss, was vor allem über Stromnetze geschieht. Neben der räumlichen Flexibilität wird durch die fluktuierende Einspeisecharakteristik auch zunehmend zeitliche Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und zur Erbringung von Systemdienstleistungen benötigt. Eine Möglichkeit Strom zu speichern und Regelleistung zu erbringen, stellen Großbatteriespeicher dar.

Großbatteriespeicher werden zunehmend im Markt integriert, vermarkten sich hier aktuell aber sehr eindimensional durch die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelleistung (PRL) [1]. Aufgrund einer stark sinkenden Preischarakteristik am PRL-Markt (Eigene Berechnungen basierend auf [2]), die durch geringe Strompreise, die Erweiterung der PRL-Kooperation und letztlich dem Zubau von Batteriespeichern bedingt ist

¹ Jungautor

([3], [4]), erscheint das Zubaupotenzial aktuell begrenzt. Hier stellt sich die Frage, welche anderen Vermarktungsmöglichkeiten und Erlöspotenziale es für Großbatteriespeicher gibt. An den kurzfristigen Spotmärkten kann sowohl am Vortag (Day-Ahead) als auch kontinuierlich (Intraday) Strom gekauft und wiederverkauft werden, so dass diese sich prinzipiell für einen Batteriespeicher eignen, um über Preisdifferenzen Gewinne zu erlösen. Im Folgenden werden diese Erlöspotenziale sowie Rückwirkungen von Vermarktungen der Großbatteriespeicher an Spot- und Regelleistungsmärkten thematisiert.

2 Analyse der Strompreise an Day-Ahead- und Intraday-Markt

Zu einer Einschätzung des zukünftigen Erlöspotenzials auf den kurzfristigen Spotmärkten erfolgt zunächst eine Analyse der historischen Preisentwicklung. Da ein Speicher die Differenz von Strompreisen (Spreads) ausnutzt, um Ausspeichervorgänge bei teuren Preisen und Einspeichervorgänge bei günstigen Preisen durchzuführen, wird hierauf der Fokus gelegt. Die folgenden Analysen und Modellierungen basieren auf frei zugänglichen Daten der EPEX Spot ([5]).

Zur Analyse des stündlichen, vortägigen Handels ist in **Abbildung 1** die Entwicklung der maximalen täglichen Preisspreads im stündlichen Day-Ahead-Handel der letzten fünf Jahre dargestellt. Als maximaler täglicher Spread wird der Preisunterschied zwischen billigster und teuerster Stunde des betreffenden Tages bezeichnet. Diese Spreads spiegeln ein saisonales Profil wider mit höheren Preisunterschieden in den Wintermonaten und variieren zwischen 7 und 150 €/MWh. Höhere Spreads im Winter resultieren insbesondere aus dem dortigen höheren Preisniveau. Es ist zudem erkennbar, dass das jährliche Niveau des maximalen täglichen Preisspreads variiert. Außer im Jahr 2016 mit 23 €/MWh lagen die Spreads allerdings in jedem der anderen Jahre im Bereich von 30 €/MWh.

Die Day-Ahead-Auktion findet jeweils um 12 Uhr statt [6]. Die täglichen, stündlichen Spreads am Day-Ahead-Markt können von Flexibilitäten genutzt werden, um Gewinne zu erwirtschaften und einen ersten Fahrplan aufzustellen.

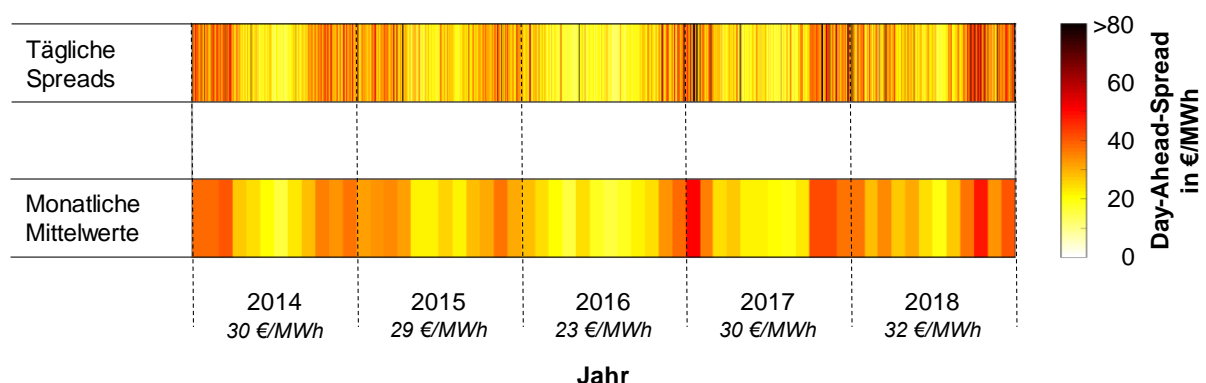


Abbildung 1: Entwicklung der täglichen Spreads am Day-Ahead-Markt

Neben einer Vermarktung im stündlichen Day-Ahead-Handel können flexible Einheiten auch am Intraday-Markt vermarktet werden. Hier gibt es zunächst eine vortägige Intraday-Auktion um 15 Uhr [6] und daraufhin einen kontinuierlichen Handel.

Abbildung 2 stellt hierzu die Entwicklung des maximalen innerstündlichen Preisspreads am kontinuierlichen Intraday-Markt in den letzten fünf Jahren dar. Analog zur vorherigen

Darstellung wird dabei der Unterschied zwischen niedrigstem und höchstem Viertelstundenpreis in der betrachteten Stunde berechnet. Datengrundlage sind hier jeweils die mengengewichteten Viertelstundenpreise. Bei Unterstellung von Arbitragefreiheit des kontinuierlichen Intraday-Handels und der Intraday-Auktion sind bei den Spreads der Intraday-Auktion keine systematischen Unterschiede zu erkennen, so dass auf deren Darstellung hier verzichtet wird. Es ist ersichtlich, dass die Preisspreads im Jahr 2014 mit durchschnittlich 27 €/MWh noch wesentlich höher lagen als in den darauffolgenden Jahren. Dies liegt neben der gesteigerten Flexibilität im Energiesystem und damit einhergehend dem gesteigerten Volumen am Intraday-Markt vor allem an der Einführung der Intraday-Auktion Ende 2014 [6]. Nach einem Minimum der maximalen Preisspreads von durchschnittlich 12 €/MWh stiegen diese in den beiden darauffolgenden Jahren wieder leicht an auf ca. 15 €/MWh. Insgesamt ist nicht zu erwarten, dass es einen weiteren Preisverfall der viertelstündlichen Spreads wie nach dem Jahr 2014 gibt, da die Möglichkeiten der großen, ökonomisch sinnvollen regulatorischen Anpassungen geringer werden. Letztlich würde höhere Liquidität die Spreads weiter verringern, wobei dies ein stetiger und nicht ein disruptiver Prozess sein wird.

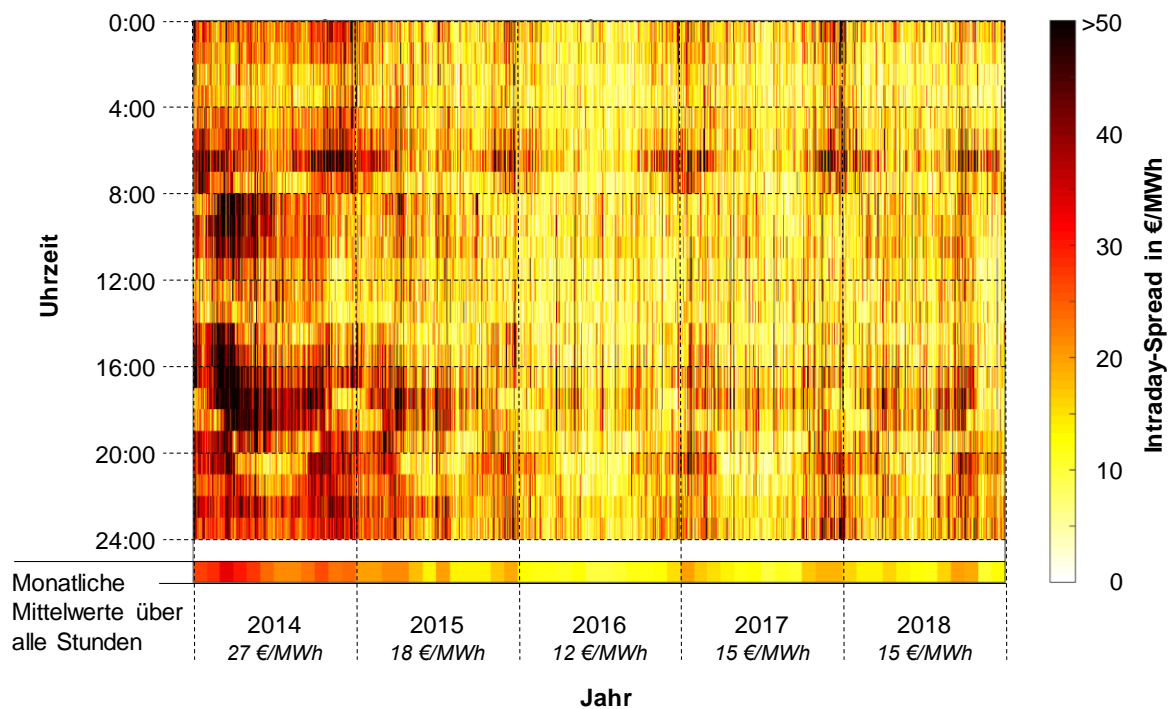


Abbildung 2: Entwicklung der innerstündlichen Spreads im kontinuierlichen Intraday-Handel

3 Optimierung eines Batteriespeichers an den Spotmärkten

Die zuvor in Abschnitt 2 analysierten Preisspreads an den Strommärkten können von Großbatteriespeichern genutzt werden, um Erlöse zu erwirtschaften. Ein grobes Abschätzen der Erlöspotenziale an den einzelnen Märkten ist dabei über eine Optimierung mit perfekter Vorausschau möglich. Um eine realitätsnähere Modellierung zu gewährleisten wird ein Optimierungsmodell entwickelt, welches ohne perfekte Vorausschau agiert und die realen Handelszeitpunkte beachtet. Hierzu muss zunächst einmal die Reihenfolge der Auktionen

und des kontinuierlichen Handels beachtet werden. Wie zuvor beschrieben findet am Vortag um 12 Uhr zunächst die Day-Ahead-Auktion, gefolgt von der Intraday-Auktion um 15 Uhr, statt. Daraufhin startet um 16 Uhr der kontinuierliche Handel, in dem innerhalb einer Regelzone jeweils bis fünf Minuten vor Erfüllungszeitpunkt gehandelt werden darf.

Zunächst wird ein rollierendes Optimierungsmodell entwickelt, das einen Tag in acht Zeitscheiben unterteilt, um diesen zeitlichen Anforderungen gerecht zu werden. **Abbildung 3** verdeutlicht die Vorgehensweise und die Sichtweise jedes der acht Optimierungsläufe über einen Tag. In den ersten drei Stunden nach Handelszeitpunkt werden jeweils Preise des kontinuierlichen Intraday-Handels als bekannt angenommen. Hierfür werden in Sensitivitätsanalysen verschiedene Preise angenommen:

- **ID3:** Mengengewichteter Viertelstundenpreis aller getätigten Transaktionen der letzten drei Stunden am kontinuierlichen Intraday-Markt
- **ID1:** Mengengewichteter Viertelstundenpreis aller getätigten Transaktionen der letzten Stunde am kontinuierlichen Intraday-Markt
- **Quantile:** Mengengewichtete Quantile aller getätigten Transaktionen der letzten drei Stunden am kontinuierlichen Intraday-Markt - *Es wird ein vorausschauendes Handeln unterstellt. Stromkäufe werden zu einem p -Quantil und Stromverkäufe zu einem $(1-p)$ -Quantil durchgeführt ($0 \leq p < 0,5$), wobei die durchgeführten Transaktionen in preisaufliegender Reihenfolge angeordnet werden. Das heißt, es werden tendenziell günstigere Kaufpreise und teurere Verkaufspreise genutzt.*

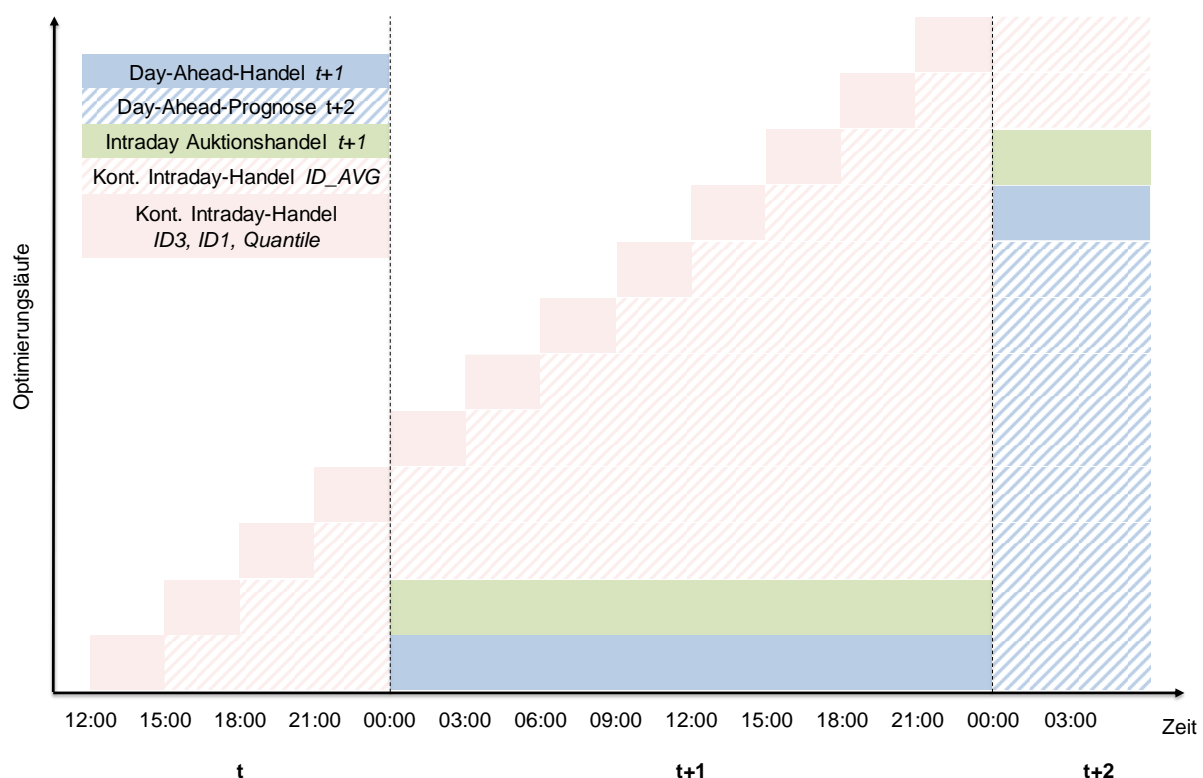


Abbildung 3: Methodische Vorgehensweise der rollierenden Optimierung

Für den folgenden Zeitraum nach dem 3-Stunden-Zeitfenster wird der mengengewichtete Viertelstundenpreis aller getätigten Transaktionen angenommen. Hier werden bewusst nicht

am Vortag gehandelte Preise der Day-Ahead- oder der Intraday-Auktion genommen, da diese als veraltet angenommen werden können und die Optimierung dieses Zeitraums nicht realitätsnah durchführen würde.

Für den Optimierungslauf, der den Zeitpunkt 12:00 Uhr am Tag t repräsentiert, wird eine perfekte Prognose des Day-Ahead-Preises am Folgetag $t+1$ angenommen. Diese Annahme spiegelt sich an den sehr guten Prognosemodellen der Realität wieder (z.B. [7]). Zu beachten ist hier, dass es sich für den Zeitraum des Folgetages um stündliche Zeitschritte handelt gegenüber den viertelstündlichen Zeitschritten der Intraday-Preise. Wenn der Speicher am Day-Ahead-Markt vermarktet wird, wird dies wie in der Realität für die volle Stunde mit der gleichen Leistung durchgeführt.

Der folgende Optimierungslauf, welcher den Zeitpunkt 15:00 Uhr des Tages t repräsentiert, sieht nun die viertelstündlichen Preise der Intraday-Auktion vom Folgetag $t+1$. Auch hier wird wiederum eine perfekte Prognose angenommen. Prognosemodelle werden in der Realität Preise gleichwertig über- bzw. unterschätzen, so dass sich mögliche Mehr- und Mindererlöse ausgleichen. Der Zeitraum des Tages $t+1$ wird im Vergleich zum vorherigen Optimierungslauf nun wieder in Viertelstundenschritten zerlegt, um dem viertelstündigen Intraday-Handel gerecht zu werden.

Weiterhin wird in jedem Optimierungslauf auch der Tag $t+2$ beachtet, da sich der Speicher ansonsten zum Ende des Tages $t+1$ jeweils komplett entleeren würde, um maximale Erlöse zu generieren. Für den Tag $t+2$ wird ebenfalls eine perfekte Prognose des Day-Ahead-Preises angenommen. So ergeben sich insgesamt für den maximalen Zeitraum eines Optimierungslaufs zweieinhalb Tage (12-24 Uhr am Tag t , Tag $t+1$ und Tag $t+2$).

Die Gesamterlöse des Batteriespeichers für einen Tag $t+1$ werden letztlich ermittelt über aufsummierte Profite am Day-Ahead-Handel, am Intraday Auktionshandel und am kontinuierlichen Intraday-Handel (ausgefüllte Flächen). Der schraffiert dargestellte kontinuierliche Handel geht nicht in die Erlöse mit ein, da sich sonst eine Mehrfachbewertung des kontinuierlichen Intraday-Handels ergeben würde.

Zwischen den Optimierungsläufen werden jeweils Speicherfüllstände und Fahrpläne für die Einspeicherung und Ausspeicherung übergeben. Die Einspeicherleistung, die Ausspeicherleistung, der Wirkungsgrad, sowie die nutzbare Kapazität der Batterie können flexibel parametrisiert werden.

4 Exemplarische Untersuchung

Für exemplarische Untersuchungen des Jahres 2018 wird zunächst die Parametrierung des Großbatteriespeichers vorgenommen, die sich an typischen Großbatteriespeichern, die aktuell lediglich am Primärregelleistungsmarkt eingesetzt werden, orientieren. Die Daten des Batteriespeichers werden wie folgt angenommen:

- Wirkungsgrad: 90 %
- Ausspeicherleistung = Einspeicherleistung: 1 MW
- Nutzbare Kapazität: 1,2 MWh (Entladetiefe 80 % und installierte Kapazität 1,5 MWh)

Die Optimierung wird für 365 Tage des Jahres 2018 durchgeführt. Abbildung 4 zeigt exemplarisch die optimierte Vermarktung eines Batteriespeichers am Day-Ahead-Handel, in der Intraday-Auktion und im kontinuierlichen Intraday-Handel (mittlere Preise ID3) am 10.04.2018 von 0:00 Uhr bis 12:00 Uhr. Ein Einspeichervorgang ist hier mit einer positiven Leistung, ein Ausspeichern mit einer negativen Leistung dargestellt. Es ist ersichtlich, dass zahlreiche Counter Trades durchgeführt werden, was bedeutet, dass der ursprüngliche Fahrplan des vorherigen Handels in die gegenläufige Richtung angepasst wurde. Weiterhin kann festgestellt werden, dass es zu Situationen wie beispielsweise in Viertelstunden 29 bis 32 kommt, in denen eine vorherige Vermarktung am Day-Ahead-Handel optimierte Gewinne am kontinuierlichen Intraday-Handel verhindert, weil bereits die volle Ausspeicherleistung genutzt wird. Diese Effekte sollten jedoch bei Arbitragefreiheit von Day-Ahead-Markt und Intraday-Handel im Mittel neutral ausfallen.

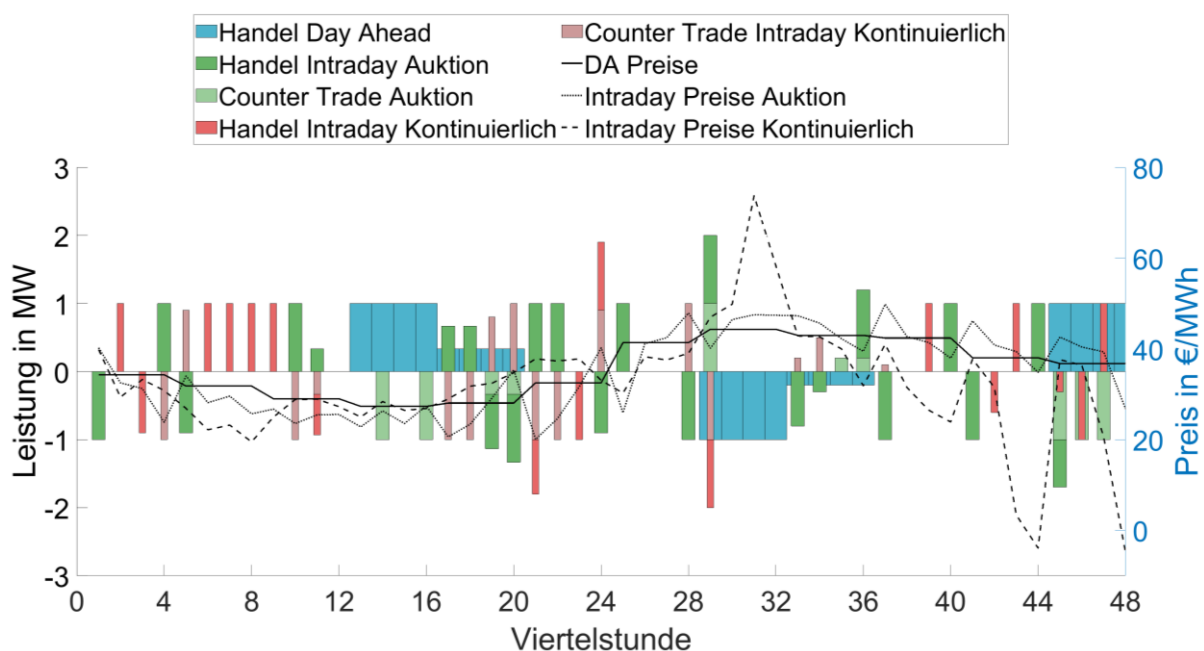


Abbildung 4: Beispielhafter optimierter Handel eines Batteriespeichers am 10.04.2018 von 0:00 Uhr bis 12:00 Uhr

In **Tabelle 1** sind die Ergebnisse bei verschiedenen Vermarktungskombinationen dargestellt. Zunächst wird eine alleinige Optimierung am Day-Ahead-Markt sowie am Intraday-Auktionshandel und eine Kombination der beiden ausgewertet. Dies wird durch eine Vermarktung am kontinuierlichen Intraday-Handel ergänzt. Neben den Produkten ID1 und ID3 werden auch die zuvor diskutierten Quantile und damit eine Preisspannweite betrachtet. Es ist jeweils aufgetragen, welche Preise für den Kauf und welche Preise für den Verkauf von Strom im kontinuierlichen Intraday-Handel herangezogen wurden.

Bei einer alleinigen Vermarktung am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018 ergeben sich mit 40 €/d die geringsten Erlöse. Durch ergänzende Vermarktung an der Intraday-Auktion können höhere Erlöse von 111 €/d erwirtschaftet werden. Eine Vermarktung an Day-Ahead-Handel und dem kontinuierlichen Intraday-Handel weist demgegenüber leicht höhere Erlöse auf, da teils höhere Spreads genutzt werden können. Bei zunehmend intelligentem, vorausschauendem kontinuierlichen Intraday-Handel können die Erlöse dann bis zu maximal 898 €/d gesteigert werden, wobei dies einem optimalen viertelstündlichen Handel entspricht.

Ein Vergleich der gesamten, mittleren Erlöse im Jahr 2018 mit den Erlöspotenzialen im Jahr 2017 zeigt auf, dass die Werte bei allen Vermarktungen außer den sehr optimistischen Q20/Q80, Q10/Q90 und Q0/Q100 nicht stark voneinander abweichen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund, dass der mittlere Day-Ahead-Preis von 2017 nach 2018 um gut 30 % von 34,2 €/MWh auf 44,5 €/MWh angestiegen ist, bemerkenswert. Die Erlöspotenziale zeigen hier keinen direkten Zusammenhang zum Niveau des Strompreises auf.

Bei Betrachtung der Vollzyklen wiederum ist auffällig, dass diese bei einer Vermarktung am Intraday-Markt sehr hohe Werte aufweisen. Bei Gegenüberstellung dieser Werte mit realen, maximalen Zyklenzahlen von bis zu 10.000 Vollzyklen [8] ergäbe sich eine Lebensdauer des Batteriespeichers von lediglich drei bis vier Jahren.

Weiterhin können die Erlöse an den Spotmärkten mit den mengengewichteten täglichen Erlösen am PRL-Markt für eine vermarktete Leistung von 1 MW verglichen werden. Diese lagen im Jahr 2018 bei durchschnittlich 307 €/d (Eigene Berechnung basierend auf [2]). Eine Vermarktung am Spotmarkt kann nur dann höhere Erlöse generieren, wenn ein sehr intelligenter Handel und sehr gute Prognosen unterstellt werden. Eine durchgängige Vermarktung an den Spotmärkten erscheint folglich aus ökonomischer Sicht aktuell nicht sinnvoll.

Tabelle 1: Auswertungen der Erlöspotenziale des Großbatteriespeichers bei Variation der kontinuierlichen Intraday Preise in den Jahren 2017 und 2018

Day-Ahead-Handel in €/d	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Intraday Auktionenhandel in €/d	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Variation Stromeinkauf im kont. Intraday-Handel	✗	✗	✗	ID3	ID3	ID3	ID1	Q40	Q30	Q20	Q10	Q0
Variation Stromverkauf im kont. Intraday-Handel	✗	✗	✗	ID3	ID3	ID3	ID1	Q60	Q70	Q80	Q90	Q100

2018

Gesamte, mittlere Erlöse in €/d	40	112	111	120	125	151	175	171	209	266	371	898
Mittlere Vollzyklenzahl pro Tag	2,2	6,5	6,4	6,8	6,8	6,7	7,3	7,0	7,6	8,2	9,0	10,3
Anzahl Tage mit Gesamt Erlös > PRL Erlöse	0	1	2	7	5	6	22	21	44	99	230	365
Anzahl 4h-Blöcke mit Gesamt Erlös > PRL Erlöse	3	64	60	169	149	222	293	303	454	592	766	1006

Vergleichswerte 2017

Gesamte, mittlere Erlöse in €/d	39	110	111	130	134	159	170	171	202	246	321	561
Mittlere Vollzyklenzahl pro Tag	2,4	6,9	6,9	7,4	7,4	7,4	7,6	7,6	8,0	8,4	9,0	9,8

Ab Juli 2019 wird die zurzeit wöchentlich ausgeschriebene PRL-Leistung auf eine tägliche Ausschreibung umgestellt / BND-01 18/. Neben einer voraussichtlich weiteren Verringerung des PRL-Preises führt dies auch zu mehr Flexibilität der Vermarktungsmöglichkeiten. Zudem ist vorgeschlagen worden, dass der Ausschreibungszeitraum weiter verkürzt wird auf 4-Stunden-Blöcke, wie in der Ausschreibung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve [9]. Daher sind nicht nur die in Abschnitt 4 diskutierten mittleren Erlöse entscheidend, sondern auch zu wie vielen Zeitpunkten flexibel vermarktete Anlagen ihr Angebot vom Primärregelleistungsmarkt in den Spotmarkt verschieben würden. Dazu ist für das Jahr 2018 zusätzlich ausgewertet worden, zu wie vielen Zeitpunkten, die jeweilige Angebotsstrategie die PRL Erlöse von 307 €/d bzw. 51 €/(4·h) übersteigt.

Es ist ersichtlich, dass bereits bei unterstelltem Handel mit mittleren, kontinuierlichen Intraday-Preisen (ID1 und ID3) es 6 bzw. 22 Tage im Jahr gibt, an denen am Spotmarkt mehr Profit zu erwirtschaften ist als am Primärregelleistungsmarkt. Bei Betrachtung der 4h-Blöcke wurde eine Bewertung durchgeführt, die nur Blöcke berücksichtigt, deren Endspeicherfüllstand größer als der Anfangsspeicherfüllstand ist. Dies entspricht der Annahme, dass eine nachgelagerte PRL-Vermarktung bei mindestens dem vorherigen Speicherfüllstand geschieht (nicht zwingend bei 50 %). Hier kommt es bei Vermarktung mit den mittleren, kontinuierlichen Intraday-Preisen ID1 und ID3 zu 222 bzw. 293 Blöcken, in denen die Erlöse am Spotmarkt größer als am Primärregelleistungsmarkt sind.

5 Energiewirtschaftliche Bedeutung und weiterer Forschungsbedarf

Die Bestrebungen, die Ausschreibungszeiträume und Vorlaufzeiten am Regelleistungsmarkt zu verringern, führen zu erweiterten Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen allgemein und Großbatteriespeicher im Speziellen. In der Modellierung konnte eine realitätsnahe Vermarktung implementiert werden, die die zeitliche Abfolge des Handels an den Spotmärkten mit einer rollierenden Optimierung beachtet. Die exemplarischen Untersuchungen haben aufgezeigt, dass sich, unter der Voraussetzung eines intelligenten und vorausschauenden Handels, an den Spotmärkten große Erlöse erwirtschaften lassen. Insbesondere bei einer Verkürzung der Ausschreibungsdauern im Primärregelleistungsmarkt wird es daher zunehmend Zeiträume geben, in denen es für Großbatteriespeicher ökonomisch sinnvoll ist, die Vermarktung in den Spotmarkt zu verschieben.

Diese führt letztlich aus Akteurssicht zu einem komplexeren Vermarktungsprozess, mit dem aber potenzielle Mehrerlöse erschlossen werden können. Die Einsatzplanung eines Großbatteriespeichers muss zukünftig sowohl Kenntnisse über den Spot- als auch den Regelleistungsmarkt haben. Im Zuge der kürzeren Ausschreibungszeiträume und komplexeren Akteursentscheidung der Vermarktung ist die Preiserwartung an den einzelnen Märkten zudem unsicherer. Hier lässt sich eine größere Volatilität vermuten. Da der PRL-Bedarf Deutschlands in Höhe von ca. 600 MW aktuell zu gut 40 % von Batteriespeichern erbracht wird, unter der Voraussetzung, dass diese zu 100 % erfolgreich am PRL-Markt anbieten, würde eine zeitweilige Vermarktung dieser Akteure im Spotmarkt sich massiv auf den Preis der PRL auswirken. Andererseits würden sich die Spreads am Intraday-Markt verringern. Die Rückwirkungen der beiden Märkte sind hier offensichtlich,

allerdings nur schwer zu quantifizieren und werden in weitergehenden Untersuchungen adressiert.

Die stärkeren Zusammenhänge von Preisen am Intraday-Markt und Angeboten am Regelleistungsmarkt lässt sich zudem auch bei den Produkten der Sekundärregelung und Minutenreserve diskutieren. Für diese Produkte ist im Oktober 2018 ein neues Ausschreibungsverfahren, das Mischpreisverfahren, eingeführt worden, welches im Wesentlichen zu einer Änderung der Kostenstruktur hin zu günstigeren Arbeitspreisen und teureren Leistungspreisen geführt hat [10]. Eine denkbare Konsequenz ist hier, dass situationsabhängig die Wahrung der Bilanzkreistreue durch Handel am Intraday-Markt vernachlässigt wird und die günstigeren Arbeitspreise der Regelleistung hingenommen werden. Diese Thematik erfordert weiteren Forschungsbedarf, da dies einer Schwächung der Systemsicherheit gleichkäme.

Abschließend sind die in diesem Beitrag ausgewiesenen Erlöspotenziale am kontinuierlichen Intraday-Handel weiterhin eine recht grobe Abschätzung. Hier werden gebotsscharfe Auswertungen erfolgen, die dem schnelllebigen kontinuierlichen Intraday-Handel gerecht werden, um die Erlöspotenziale detaillierter aufzuzeigen. Intelligente Handelsstrategien werden aktuell meist nur intransparent von Dienstleistern angeboten, so dass hier ein weiterer Forschungsbedarf besteht, um die Integration von Flexibilität zu unterstützen.

Förderung

Die Bearbeitung der hier beschriebenen Inhalte erfolgt im Verbundprojekt C/sells durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Die FfE-Aktivitäten im Verbundprojekt C/sells werden im Rahmen des Förderprogramms "Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 03SIN120).



Literatur

- [1] ew - Magazin für Energiewirtschaft. 02/2018. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2018.
- [2] ÜNB: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. In: <https://www.regelleistung.net/ext/>. (Abruf am 2018-08-13); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/71dsU33lq>); Berlin, Pulheim, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- [3] Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Berlin, Pulheim, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH: Internationale PRL-Kooperation: Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Frankreich, Schweiz und Österreich. In: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>. (Abruf am 2018-08-17); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/71ocqgdng>); Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2018.
- [5] Marktdaten der EPEX-Spot SE in: ftp-Server der EPEX-Spot SE. Leipzig: EPEX-Spot SE, 2017
- [6] 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem Intraday - 15 Uhr - Der neue Treffpunkt für den deutschen Markt. Paris: EPEX SPOT SE, 2015.
- [7] Kamran Rahimimoghadam et al.: Day-Ahead Price Forecasting of Electricity Market Using Neural Networks and Wavelet Transform. Teheran, Iran: Faculty of Engineering, Amir Kabir University, Iran, 2018.
- [8] Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. - Energietechnische Gesellschaft (ETG), 2015
- [9] BK6-18-006 - Vorschlag zur Erstellung gemeinsamer und harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung für Frequenzhaltungsreserven (FCR). Bonn: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der internationalen Primärregelungs-Kooperation, 2018.
- [10] Einführung des Mischpreisverfahrens im Regelleistungsmarkt führt deutlich zu steigenden Leistungspreisen und sinkenden Arbeitspreisen. In: <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/816>. (Abruf am 2019-01-31); München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.