

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK

OPTIMALER EINSATZ EINER GROßBATTERIE ALS TEIL EINES ERNEUERBAREN VERBUNDKRAFTWERKS



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

OPTIMALER EINSATZ EINER GROßBATTERIE ALS TEIL EINES ERNEUERBAREN VERBUNDKRAFTWERKS

Kaspar Knorr, Britta Zimmermann, Debraj Ghosh

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Kassel

Kassel, den 30.4.2021

Inhalt

ABSTRACT	5
1 EINLEITUNG	6
2 DATENGRUNDLAGE UND -VORVERARBEITUNG	7
3 ANWENDUNGSFÄLLE, USE CASES (UC)	9
UC1: Wind inkl. Abregelung Batterie & PRL	9
UC2: Wind inkl. Abregelung & Batterie & PRL	9
UC3: Wind & Batterie & Abregelung optimiert	10
UC4: Wind & Batterie optimiert	10
4 VARIANTEN FÜR DIE ABGABEN BEI STROMBEZUG	11
Variante 1: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2016	11
Variante 2: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2021 mit Einspeisenetz	11
Variante 3: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2021 ohne Einspeisenetz	11
Variante 4: Keine Abgaben der Batterie bei Strombezug	11
5 METHODIK	13
5.1 Simulierte UseCases	13
UC1	13
UC2	13
5.2 Optimierte Use Cases	14
UC3	14
UC4	15
6 ERGEBNISSE	15
6.1 Vermarktungsoptionen	15
6.2 Batterieeinsatz	20
7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	22
7.1 Ausblick	22
8 LITERATUR	24

Abstract

Dieser Bericht untersucht verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten des Windstroms aus dem Regionalkraftwerk Uckermark der Enertrag AG im Zusammenspiel mit einer Großbatterie. Dabei werden – unter Einbezug heutiger und möglicher zukünftiger regulatorischer Rahmenbedingungen für die Strombezugskosten – verschiedene Einsatzvarianten der Batterie zum lokalen Ausgleich von Fahrplanabweichungen und deren Wirtschaftlichkeit bewertet. Es werden die klassische Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt, eine Reduzierung des Windprognosefehlers, ein Auffangen von abzuregelndem Windstrom und eine Vermarktung am Intraday-Strommarkt untersucht.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass das klassische Geschäftsmodell – die alleinige Vermarktung von Großbatterien am Regelleistungsmarkt – bei geeigneten Rahmenbedingungen durch die intelligente Koordinierung von Windstrom plus Batterie und eine entsprechende Vermarktung abgelöst werden könnte.

1 Einleitung

Großbatterien im Leistungsbereich von mehreren Megawatt werden heutzutage noch vornehmlich am Markt für Primärregelleistung (PRL) eingesetzt. Dabei versprechen sie, wenn sie intelligent mit fluktuierenden Stromerzeugern wie Windenergie kombiniert werden und dann gemeinsam ein so genanntes virtuelles Kraftwerk (VK) bilden, einige Vorteile. Hierzu zählen die Reduzierung von Fahrplanabweichungen der Windenergie, welche durch die Ungenauigkeiten der Windleistungsprognose am Vortag entstehen, und die Möglichkeit, Windstrom, der aufgrund von temporären Netzengpässen abgeregelt werden müsste, aufzunehmen und zu späteren Zeitpunkten auszuspeisen. Eine derartige Kombination von Windenergie und Batterie setzt voraus, dass sie von ein und demselben Betreiber/Vermarkter eingesetzt werden. Besonders wirksam ist die Kombination aus Windenergie und Batterie, wenn auch das Stromnetz, das sie verbindet, diesem Betreiber gehört. Denn bei einem derartigen, so genannten Einspeisenetz entfallen Abgaben, die die Batterie zahlen müsste, wenn sie Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen würde.

Diese Zusammenhänge werden im Folgenden am Beispiel einer Großbatterie und des Windstroms aus dem Regionalkraftwerk Uckermark der Enertrag AG untersucht. Dieses virtuelle Kraftwerk wird in Kapitel 2 beschrieben, wobei insbesondere auf die vorliegende Datengrundlage und daraus abgeleitete Kenngrößen eingegangen wird. Kapitel 3 geht ausführlicher auf die genannten Vermarktungsmöglichkeiten als Anwendungsfälle des virtuellen Kraftwerks ein. In Kapitel 4 werden verschiedene Varianten für die Zusammensetzung der Abgaben bei Batteriestrombezug angesetzt, womit auch der Fall eines Einspeisenetzes abgedeckt ist. Kapitel 5 schildert die Methoden zur Simulation des VK-Einsatzes und zur Berechnung der Erlöse. Die Ergebnisse werden in Kapitel 6 gezeigt und diskutiert. Kapitel 7 gibt eine Zusammenfassung der Untersuchungen und einen Ausblick auf die Entwicklung der Strommarktpreise.

2 Datengrundlage und –vorverarbeitung

Das Kraftwerk (KW) Uckermark stellt ein virtuelles Kraftwerk (VK) der Enertrag AG dar, das aus Windenergie-, Photovoltaik- und Biogasanlagen sowie einem Wasserstoffelektrolyseur und einer Großbatterie besteht, die über ein firmeneigenes Stromnetz (Einspeisenetz) miteinander verbunden sind [1]. Im Folgenden werden lediglich die Windenergieeinspeisung, die Großbatterie sowie der Aspekt des Einspeisenetzes betrachtet.

Die für das gesamte KW Uckermark gemessene Windleistungseinspeisung $P_{\text{meas}}(t)$, installierte Windleistung $P_n(t)$, mittlere Windgeschwindigkeit $v_{\text{mean}}(t)$ und die aufgrund von Engpässen im überlagerten Netz maximal einzuspeisende Windleistung $P_{\text{curt}}(t)$ wurden von ENERTRAG in einer zeitlichen Auflösung von $\Delta t=15\text{min}$ für das Betrachtungsjahr 2016 zu Verfügung gestellt. $P_n(t)$ nimmt von 353 MW am 1.1.2016 auf 359 MW am 31.12.2016 zu und beträgt im Mittel 356 MW. Der Jahresenergieertrag, d.h. die Summe aller $P_{\text{meas}}(t)$, beträgt für das Jahr 2016 560 GWh. Hierin sind Abregelungen enthalten.

Aus $P_{\text{meas}}(t)$ und den so genannten Abregelungszeiträumen, während denen $P_{\text{curt}}(t)$ von $P_n(t)$ abweicht, lässt sich die Zeitreihe $P_0(t)$ bestimmen, die außerhalb der Abregelungszeiträumen $P_{\text{meas}}(t)$ entspricht und während der Abregelungszeiträume den letzten Wert von $P_{\text{meas}}(t)$ vor Abregelung festhält (siehe Abbildung 1). $P_0(t)$ wird gemäß [2] für die Bestimmung der Entschädigungszahlungen für Abregelungen verwendet.

Da das KW Uckermark ein so genannter Referenzwindpark aus [3] ist, konnte aus [3] die day-ahead-Windleistungsprognose $P_{\text{DA}}(t)$ in einer zeitlichen Auflösung von 15min herangezogen werden. Die Wurzel aus der mittleren quadratischen normierten Abweichung (engl.: normalized root mean square error, nRMSE) zwischen Windleistungsmessung $P_{\text{meas}}(t)$ und -day-ahead-Vorhersage $P_{\text{DA}}(t)$ über alle Zeitschritte t des Jahres 2016 außerhalb der Abregelungszeiträume beträgt 10,56%. Der Prognosefehler $P_{\text{DA}}(t) - P_{\text{meas}}(t)$ weicht durchschnittlich in positiver Richtung um +31,4MW, in negativer Richtung um -35,9MW ab.

Der Zusammenhang von $v_{\text{mean}}(t)$ und $P_{\text{meas}}(t)$ zu Zeiten ohne Abregelung wurde mittels Ausgleichsrechnung unter Verwendung der Methode der kleinsten Quadrate durch eine gemäß [4] modifizierte Gumbel- bzw. Fisher-Tippett-Funktion sehr genau angenähert (nRMSE=2,13%), so dass die resultierende simulierte Windleistungseinspeisung

$$P_{\text{sim}}(v_{\text{mean}}(t)) = \frac{Y}{k} \cdot e^{\frac{A - v_{\text{mean}}(t)}{k}} - e^{\frac{A - v_{\text{mean}}(t)}{k}}$$

mit den Parametern $Y=13,0629$, $A=13,4129$ und $k=5,2594$ zur Abschätzung der Windleistungseinspeisung verwendet werden kann, die stattgefunden hätte, wenn nicht abgeregelt worden wäre. Es ergibt sich hieraus für das Jahr 2016 eine abgeregelt Jahresenergie von ca. 100 GWh und, zu Abregelungszeiten, eine durchschnittliche abgeregelt Windleistung von 120 MW.

Die Batterie wird gemäß [5] mit einer Nennleistung von 22MW und einer Kapazität von 34,8 MWh angesetzt. Die angenommenen Speicherverluste orientieren sich mit 10% an [6].

Weitere Eingangsdaten stellen Preisdaten dar. Dies sind die Strompreise aus [7] in €/MWh, die sich im Jahr 2016 am deutschen day-ahead und kontinuierlichen Intraday-Markt (ID-Markt) eingestellt haben, wobei für den Intradaymarkt die gewichteten mittleren Preise (Weighted Average Price) verwendet wurden. Außerdem wurden die Preise für Primärregelleistung in MW für 2016 aus [8] sowie die Marktwerte und Managementprämien aus [9] zur Berechnung der Marktprämie für die onshore Windenergieeinspeisung herangezogen, wobei ein anzulegender Wert von 8,9 ct/kWh angesetzt wurde. Die Marktprämie wird Betreibern von erneuerbaren Energieanlagen ausgezahlt, wenn sie ihren Strom direktvermarkten. Der mittlere Preis für Primärregelleistung betrug im Jahr 2016 ca. 132.000€/MW bzw. ca. 2.540€/MW/Woche (vergleiche Abbildung 8).

Zudem wurde die in 2016 gemessene Netzfrequenz in 10s-Auflösung aus [10] herangezogen, gemäß der Netzfrequenz-/Primärregelleistungskennlinie aus [Abbildung 2 in [11]] in prozentualen Primärregelenergiebedarf umgerechnet und auf 15min aufsummiert.

Tabelle 1: Angesezte Kennwerte der VK-Komponenten

Mittlere Nennleistung des Windparks	356 MW
Nennleistung der Batterie	22 MW
Kapazität der Batterie	34,8 MWh
Wirkungsgrad der Batterie	90%

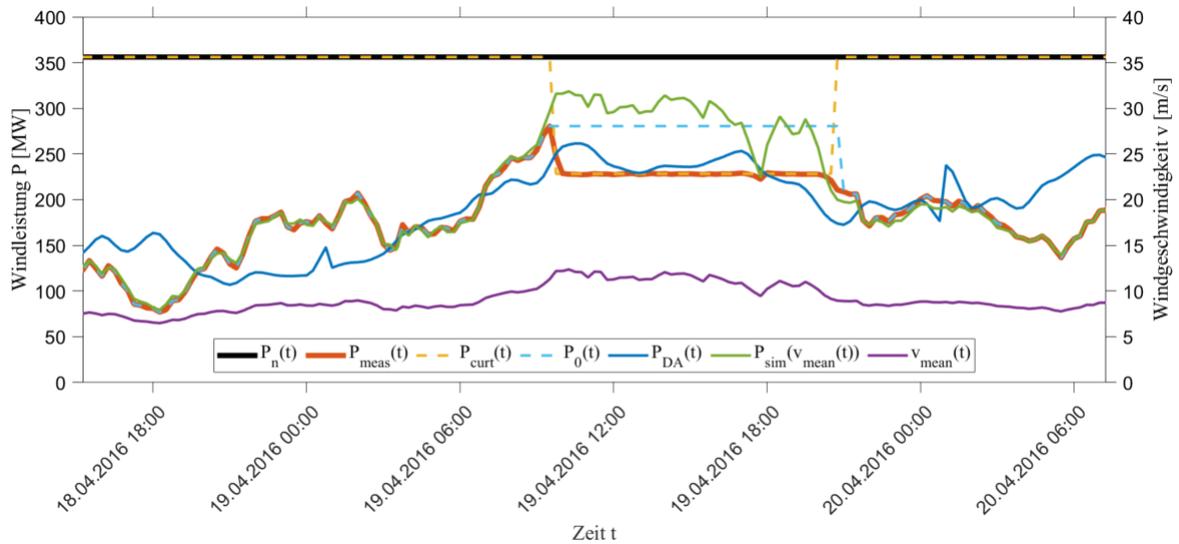


Abbildung 1: Ausschnitt aus den Zeitreihen der Windleistung und -geschwindigkeit

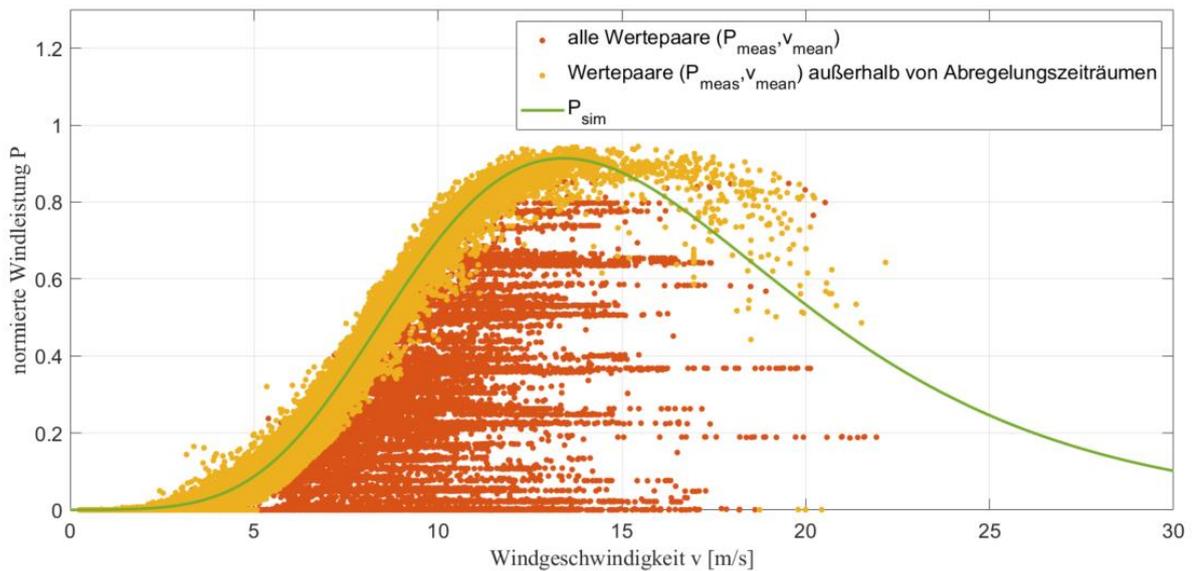


Abbildung 2: Erstellung der Windpark-Leistungskennlinie $P_{sim}(v)$

3 Anwendungsfälle, Use Cases (UC)

Im Folgenden werden die im Projekt berücksichtigten Anwendungsfälle (engl. Use Cases, UC) des Regionalkraftwerks, bestehend aus einem Windpark in Kombination mit einer Batterie, beschrieben, und zwar unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Stromnetz und den Strommärkten. Die Anwendungsfälle konzentrieren sich auf die Verwendung und Vermarktung des erzeugten Stroms bzw. der vorhandenen Flexibilitäten. Grundsätzlich werden Betrachtungen zu allen Use Cases für zwei Optionen des Regionalkraftwerk betrachtet:

- a) als virtuelles Kraftwerk, dessen Komponenten über das öffentliche Netz verbunden sind, und
- b) als virtuelles Kraftwerk innerhalb eines privaten, regionalen Einspeisernetzes, dessen erzeugter Strom nur bei Marktteilnahme durch das öffentliche Netz transportiert wird.

Der Flexibilität der Batterie steht der volatile Energieträger Wind gegenüber, sodass es bei der Verwendung der Flexibilität zu konkurrierenden Möglichkeiten kommt. Einerseits kann der Energiespeicher der Batterie netzdienlich genutzt werden, andererseits kann die Flexibilität ebenso wie der erzeugte Strom vermarktet werden. Bei einer Vermarktung des Stroms und der Flexibilität kommen die folgenden Märkte in Frage:

- Spotmarkt Day-Ahead / Intra-Day (kontinuierlicher Markt)
- Regelleistung

Ein netzdienlicher Einsatz der Flexibilität beinhaltet:

- den Ausgleich von Prognosefehlern
- das Abfangen von Abregelungssignalen

Da Batterien sehr flexibel sind und am Primärregelleistungsmarkt in der Vergangenheit hohe Erlöse erzielt werden konnten, besteht das gängige Geschäftsmodell für Batterien zurzeit noch in der Vermarktung am Primärregelleistungsmarkt [11]. Daher betrachten wir die potenziellen Erlöse aus Primärregelleistung als Referenz und untersuchen, unter welchen regulatorischen Rahmenbedingungen alternative Anwendungsfälle wettbewerbsfähig sind. Für die im Folgenden skizzierten Use Cases UC1 bis UC4 (Abbildung 3 und Tabelle 3) wurden die Erlöse und Kosten simuliert (UC1 und UC2) bzw. der Einsatz an den Strommärkten optimiert (UC3 und UC4).

UC1: Wind inkl. Abregelung | Batterie & PRL

- Der prognostizierte Windstrom wird Day-Ahead vermarktet (gilt für alle Use Cases)
- Der Prognosefehler wird am Kurzfrist-Intraday-Markt ausgeglichen
- Die Batterie vermarktet gemäß [5] 2x10MW am Primärregelleistungsmarkt
- Ein halbvoller Speicherstand der Batterie wird durch den ID-Markt gewährleistet

UC2: Wind inkl. Abregelung & Batterie & PRL

- Der prognostizierte Windstrom wird Day-Ahead vermarktet
- Die Batterie vermarktet gemäß [5] 2x10MW am Primärregelleistungsmarkt
- Ein halbvoller Speicherstand der Batterie wird vorrangig durch Prognosefehler und nachrangig durch den ID-Markt gewährleistet
- Der verbleibende Prognosefehler und Batterieauflade bzw. -entladebedarf wird am ID-Markt ausgeglichen

UC3: Wind & Batterie & Abregelung optimiert

Im diesem UC wird Einspeisemanagement, abgekürzt EINSMAN, berücksichtigt, d.h. je nach Abregelungssignal P_{curt} vom Netzbetreiber wird die Einspeisung von Windstrom teilweise oder vollständig abgeregelt. Dabei wird betrachtet, ob EINSMAN attraktiver ist als Einspeicherung von abgeregeltem Strom. Weiterhin wird untersucht, bei welcher Variante der Strombezugskosten die Verhinderung von Abregelung durch die Batterie deutlich stärker angereizt wird.

- Der prognostizierte Windstrom wird Day-Ahead vermarktet
- Die Vermarktung von Wind und Batterie und der Batterieeinsatz zum Ausgleich des Prognosefehlers sowie zur Vermeidung von Abregelung werden geschlossen optimiert
- EINSMAN-Entschädigung bei Optimierung nicht berücksichtigt, damit Anreiz zur Abregelungsvermeidung gesichert ist
- Sensitivität: Die Batterie zahlt keine Umlagen für den Strom, der direkt aus dem KWUM-Netz eingespeichert wird

UC4: Wind & Batterie optimiert

Durch die Optimierung wird entschieden, wann die Batterie Prognosefehler ausgleicht oder wann dieser am Intra-Day-Markt gegengehandelt wird. Außerdem wird untersucht, ob die heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen für Strombezugskosten den lokalen Ausgleich des Prognosefehlers hemmen.

- Der prognostizierte Windstrom wird Day-Ahead vermarktet
- Die Vermarktung von Wind und Batterie und der Batterieeinsatz zum Ausgleich des Prognosefehlers werden geschlossen optimiert
- Optimierung nach Marktpreisen, unabhängig von Umlagen/Steuern
- Annahme eines ausgebauten, vorgelagerten Netzes ohne Netzengpässe bzw. ohne Abregelung

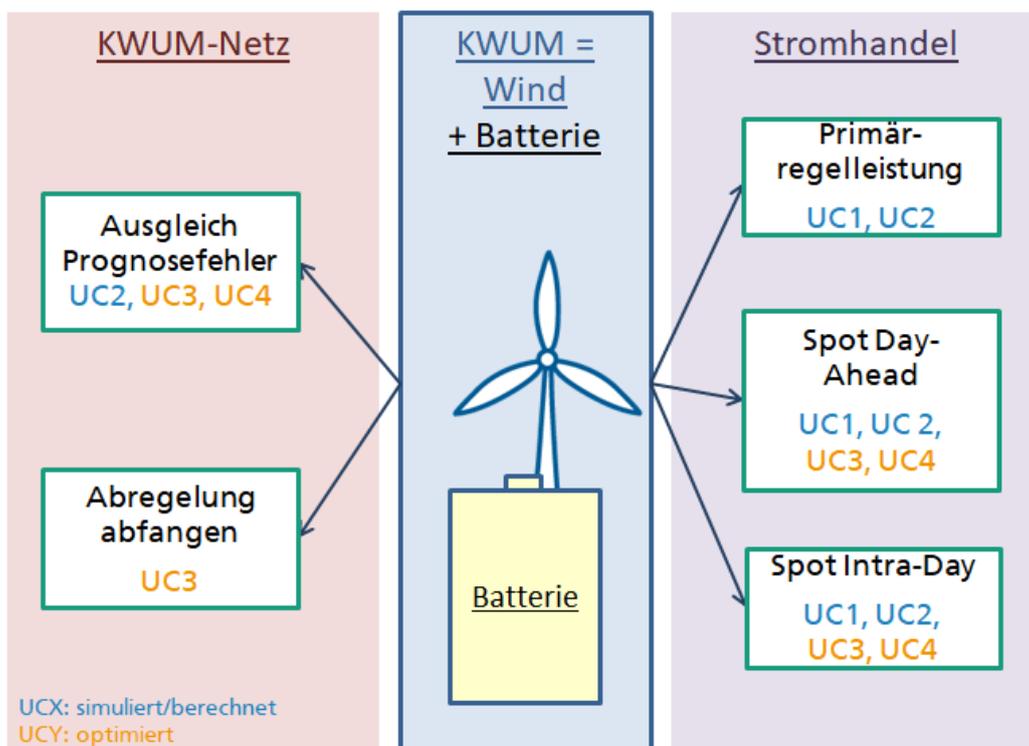


Abbildung 3: Untersuchte Anwendungsfälle bzw. Vermarktungsoptionen des VK

4 Varianten für die Abgaben bei Strombezug

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Betrieb eines VK mit Energiespeicher sind maßgeblich durch die Strombezugskosten des Energiespeichers gegeben. Die Strombezugskosten werden in mehreren Gesetzen und Verordnungen, wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) oder die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) festgelegt. Insbesondere das EEG hat mehrere Novellierungen erfahren, die „grundsätzlich in die richtige Richtung [12]“ gingen, ist aber inzwischen „so komplex geworden, dass es nur noch von wenigen Experten verstanden wird [12]“. Für Konzessionsabgaben gilt, dass sie sich lokal unterscheiden und die Bedingungen von der jeweiligen Kommune abhängen. So können beispielsweise Batterien bei Anerkennung als Sondervertragskunden nur 1,1 €/MWh als Konzessionsabgabe zahlen müssen. Möchten Kommunen bspw. zur Förderung von Quartiersbatterien diese von der Konzessionsabgabe befreien, so gilt dies für alle Speicher in der Kommune.

Für die folgenden Untersuchungen werden insgesamt vier unterschiedliche Varianten für die Strombezugskosten der Batterie angesetzt, die einen Überblick über die früheren, heutigen und möglichen zukünftigen Rahmenbedingungen geben.

Variante 1: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2016

Hier werden die Strombezugskosten für Batterie angesetzt, wie sie gemäß [5] und [11] im Jahr 2016 noch galten. Sie dienen im Folgenden zur Veranschaulichung der Änderungen, die durch das EEG2017 erfolgt sind.

Variante 2: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2021 mit Einspeisenetz

In dieser Variante wird zeitlich unterschieden, ob die Batterie ihren Strom innerhalb der außerhalb des Einspeisenetzes bezieht. Ist letzteres der Fall entfallen sämtliche Abgaben. Wenn allerdings der Aufladestrom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, müssen gemäß [13] die vollen Umlagen nach § 18 AbLaV von 0,07 €/MWh [14] und nach § 19 StromNEV von 3,58 €/MWh [14] gezahlt werden. Der Strombezug ist allerdings von Netzentgelten und von der EEG-Umlage befreit, wenn, gemäß § 611 des EEG2021, „für den Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, die EEG-Umlage gezahlt wird“, was üblicherweise der Endverbraucher übernimmt. Zu zahlen ist weiterhin die Konzessionsabgabe, deren Höhe von der jeweiligen Kommune abhängt. Diese kann eine kommunale Strategie zur Abgabebefreiung von Speichern verfolgen und in Sonderverträgen geringere Konzessionsabgaben festlegen, z.B. 1,1 €/MWh. Im Folgenden werden jedoch in Übereinstimmung mit [6] 13,2 €/MWh als Konzessionsabgabe angesetzt.

Variante 3: Abgaben der Batterie bei Strombezug 2021 ohne Einspeisenetz

Wenn kein Einspeisenetz vorliegt, werden die gleichen Strombezugskosten wie im oben beschriebenen Fall des Strombezugs außerhalb des Einspeisenetzes angesetzt.

Variante 4: Keine Abgaben der Batterie bei Strombezug

In dieser Variante fallen keine Abgaben für Strombezug zum Aufladen der Batterie an. In dieser Variante ist der Einsatz von Batterien ausschließlich marktgetrieben und es werden keine Strompreisaufschläge mehr angesetzt, die heute noch „zu extremen Verzerrungen bei den Geschäftsmodellen [12]“ führen.

Tabelle 2 differenziert die vier Varianten für die Abgaben bei Strombezug nach Abgabenart aus, wobei für die Berechnung der Ergebnisse in Kapitel 6 letztendlich nur die Summen relevant sind.

Aus diesen vier Varianten für die Abgaben bei Strombezug ergeben sich zusammen mit den vier in Kapitel 3 beschriebenen Anwendungsfällen insgesamt 15 sinnvolle Kombinationen (siehe Tabelle 3). Die Kombination von UC1 mit der Annahme eines Einspeisenetzes schließt sich aus, da die Batterie in UC1 ihren Aufladestrom vollständig am ID-Markt bezieht, keine Prognosefehler ausgleicht und somit getrennt von Windstrom agiert.

Tabelle 2: Varianten für die Strombezugskosten der Batterie

regulatorische Rahmenbedingungen Abgaben [€/MWh]	2016	2021 Mit Einspeisenetz		2021 Ohne Einspeisenetz	Keine Abgaben
		Innerhalb des Einspeisenetzes	Außerhalb des Einspeisenetzes		
Konzessionsabgabe	13,2	0	13,2	13,2	0
StromNEV, AbLaV	8,63	0	3,65	3,65	0
EEG-Umlage	63,5	0	0	0	0
Netzentgelte	0	0	0	0	0
Summe	85,33	0	16,85	16,85	0

Tabelle 3: Übersicht über Use Cases und Varianten für die Strombezugskosten der Batterie

Use Case	Name	Einsatz Batterie für...	Regulatorischer Rahmen
UC 1	Wind inkl. Abregelung Batterie & PRL	PRL	2016
			2021, ohne Einspeisenetz
			Ohne Abgaben
UC 2	Wind inkl. Abregelung & Batterie & PRL	Ausgleich Prognosefehler & PRL	2016
			2021, mit Einspeisenetz
			2021, ohne Einspeisenetz
			Ohne Abgaben
UC 3	Wind & Batterie & Abregelung opt.	Ausgleich Prognosefehler & Abregelung & ID-Handel	2016
			2021, mit Einspeisenetz
			2021, ohne Einspeisenetz
			Ohne Abgaben
UC 4	Wind & Batterie opt.	Ausgleich Prognosefehler & ID-Handel	2016
			2021, mit Einspeisenetz
			2021, ohne Einspeisenetz
			Ohne Abgaben

5 Methodik

Eine Gemeinsamkeit aller Use Cases besteht darin, dass der prognostizierte Windstrom day-ahead vermarktet wird. Die dadurch zu erzielenden Erlöse lassen sich über eine einfache Multiplikation der prognostizierten Leistung mit den Spotmarktpreisen berechnen. Diese verkaufte Strommenge muss in jedem Fall geliefert werden. Da die tatsächliche Stromerzeugung üblicherweise von der prognostizierten abweicht, muss die entsprechende Menge, der Prognosefehler, im Standardfall über den Intraday-Markt ausgeglichen werden, was im Falle eines positiven Prognosefehlers (bei positiven Preisen) bzw. im Falle eines negativen Prognosefehlers bei negativen Preisen mit Kosten verbunden ist. Die vorliegende Kombination des Windparks mit der Batterie erlaubt eine Reduktion der Kosten durch Ent- bzw. Beladen der Batterie. Dies kann bei UC2 über den Einsatz der Batterie am Primärregelleistungsmarkt geschehen, bei UC3 und UC4 über den Einsatz der Batterie am ID-Markt. Je nach Use Case kommen unterschiedliche Randbedingungen hinzu, die den Einsatz der Batterie zu einer komplexen Optimierungsfrage werden lassen.

5.1 Simulierte UseCases

UC1

Die durch die Batterie zu erbringende Primärregelenergie pro 15min ergibt sich als das Produkt aus dem prozentualen Primärregelleistungsbedarf, der gemäß Kapitel 2 aus der Netzfrequenz bestimmt wurde, und der durch die Batterie angebotenen Primärregelleistung von 2x10MW. Da der 15min-Primärregelleistungsbedarf niemals genau 0 MWh beträgt, bzw. die Netzfrequenz immer etwas von 50 Hz abweicht, entsteht zu jeder Viertelstunde ein Auflade- bzw. Entladebedarf für die Batterie um auf halben Speicherfüllstand zu kommen. Die zum Auf- bzw. Entladen benötigte Energie eines Zeitschritts t_x wird im Modell zum ID-Preis des Zeitschritts $t_{x+15min}$ ge- bzw. verkauft. Die zum Aufladen benötigte Energie beträgt im Modell 110% der zu erbringenden Primärregelenergie, um die Speicherverluste von 10% zu berücksichtigen.

UC2

Im Gegensatz zu UC1 wird in UC2 der in jedem Zeitschritt durch PRL-Erbringung entstandene Auflade- bzw. Entladebedarf der Batterie nicht vollständig am ID-Markt gedeckt, sondern mit dem Fehler der day-ahead-Windleistungsprognose $P_{DA}(t) - P_{meas}(t)$ verglichen. Bei zu hoher prognostizierter Windleistung und gleichzeitigem Batterieaufladebedarf, wird die Batterie im Modell durch überprognostizierte Windleistung und unter Berücksichtigung der Speicherverluste soweit aufgeladen, bis entweder der halbe Speicherfüllstand erreicht ist oder sämtliche überprognostizierte Windleistung hierfür verbraucht ist. Im Fall von zu niedriger prognostizierter Windleistung und Batterieentladebedarf wird entsprechend der überschüssige Batteriestrom im Modell genutzt um den negativen Windleistungsprognosefehler zu reduzieren, wobei in diesem Fall keine Speicherverluste angesetzt werden. In beiden Fällen werden Batterieauf- bzw. -entladebedarf und Windleistungsprognosefehler reduziert. Verbleibender Bedarf an Batterieauf- bzw. -entladung und Prognosefehlerausgleich wird im Modell am ID-Markt gedeckt.

5.2 Optimierte Use Cases

Die Modellierung und Simulation von UC3 und UC4 erfolgt in microSCOPE, einem Tool des Fraunhofer IEE, welches mittels gemischt-ganzzahlig linearer Optimierung kostenminimale Fahrpläne für Energieerzeuger, -verbraucher und Speicher für die Lastdeckung und Vermarktung ermittelt. microSCOPE wird hier mit perfekter Vorausschau über das gesamte Betrachtungsjahr eingesetzt. Diese Vereinfachung führt aufgrund des Größenverhältnisses von Windpark und Batterie aber zu keiner signifikanten Verzerrung des Ergebnisses, da selbst ein äußerst geringer Prognosefehler ausreicht, um die Batterie innerhalb von wenigen Stunden komplett zu be- oder entladen. Für diese kurzen Zeiträume sind auch schon hinreichend genaue Preisprognosen möglich.

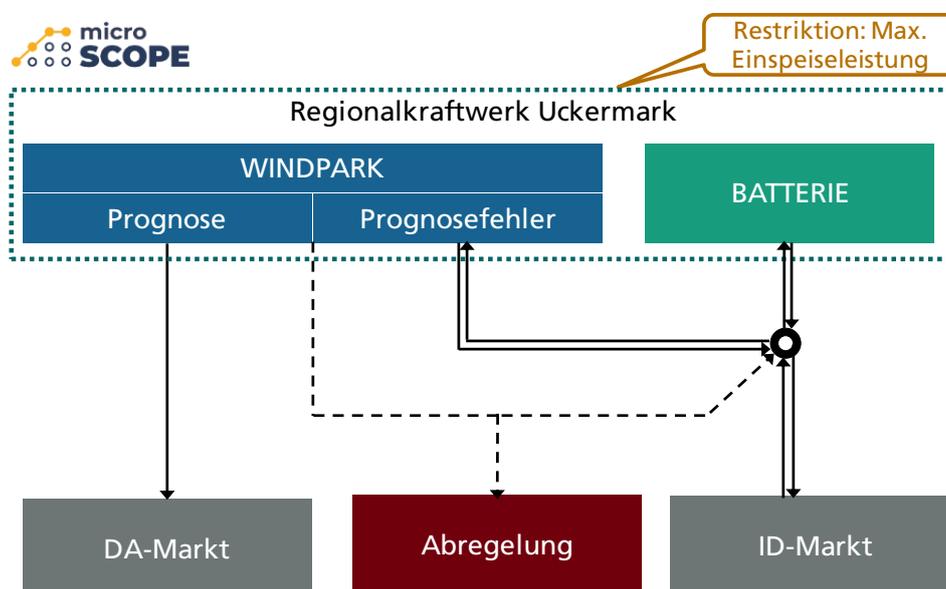


Abbildung 4: Modell des Regionalkraftwerks (Windpark und Batterie) und der Strommärkte sowie der Abregelung (nur UC3)

UC3

Abbildung 4 zeigt das Modell des Regionalkraftwerks mit Windpark, Batterie, DA- und ID-Markt sowie einer Komponente zur Aufnahme von abgeregeltem Strom. Die tatsächliche Leistung des Windparks wird aufgrund der geteilten Vermarktung am DA- und am ID-Markt über die Prognose und den Prognosefehler repräsentiert, welche in Summe die tatsächliche Erzeugung ergeben. Letztere kann bei UC3 durch Abregelung gemindert werden, sofern diese nicht von der Batterie abgefangen wird. Im Falle eines vorhandenen Abregelungssignals bei Netzüberlastung gilt die Restriktion der damit verbundenen maximalen Einspeiseleistung für das gesamte Regionalkraftwerk. Die Aufladung der Batterie kann ebenso durch einen negativen Prognosefehler wie durch abgeregelte Energie als auch über Stromeinkauf am ID-Markt erfolgen. Ein negativer Prognosefehler kann auch direkt am ID-Markt verkauft werden. Die Entladung der Batterie kann zwecks Ausgleich von positiven Prognosefehlern passieren, um den DA-Fahrplan ohne Gegenhandel einhalten zu können, oder durch ebenfalls ID vermarktet werden. Der wirtschaftlich optimale Einsatz der Batterie wird durch microSCOPE bestimmt. Er ist vor allem abhängig von den variierenden

Preisen und entsprechend davon, zu welchen Zeitpunkten positive und negative Prognosefehler und Abregelung auftreten.

Der DA- und der ID-Markt sind mit den historischen Preisen des Jahres 2016 belegt, konsistent zur Erzeugung des Windparks und den Daten zur Abregelung bzw. Netzbelastung (siehe Kapitel 2).

UC4

Bei UC4 wird von einem voll ausgebauten Übertragungsnetz ausgegangen. Dementsprechend besteht keine Notwendigkeit zur Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Die in Abbildung 4 dargestellte Komponente „Abregelung“ und die davon abhängige verminderte maximale Netzeinspeiseleistung entfallen. Die Einspeiseleistung ist nur noch durch den Netzanschlusspunkt des Regionalkraftwerks begrenzt, welcher jedoch eine ausreichende Kapazität für den gesamten Windpark inklusive der Batterie besitzt.

Die Optimierung setzt die Batterie daher in Abhängigkeit der Preise am ID-Markt und der Zeitpunkte der Prognosefehler so ein, dass Betrag der Summe aus den Erlösen und den Kosten für den Prognosefehlerausgleich zur Einhaltung der DA-Fahrpläne maximiert wird.

6 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse hinsichtlich der Vermarktungsoptionen des VK (Kapitel 6.1) und des Batterieeinsatzes (Kapitel 6.2) geschildert.

6.1 Vermarktungsoptionen

Abbildung 5 zeigt die Gesamterlöse des VK, unterschieden nach den UC und den Varianten für Strombezugskosten.

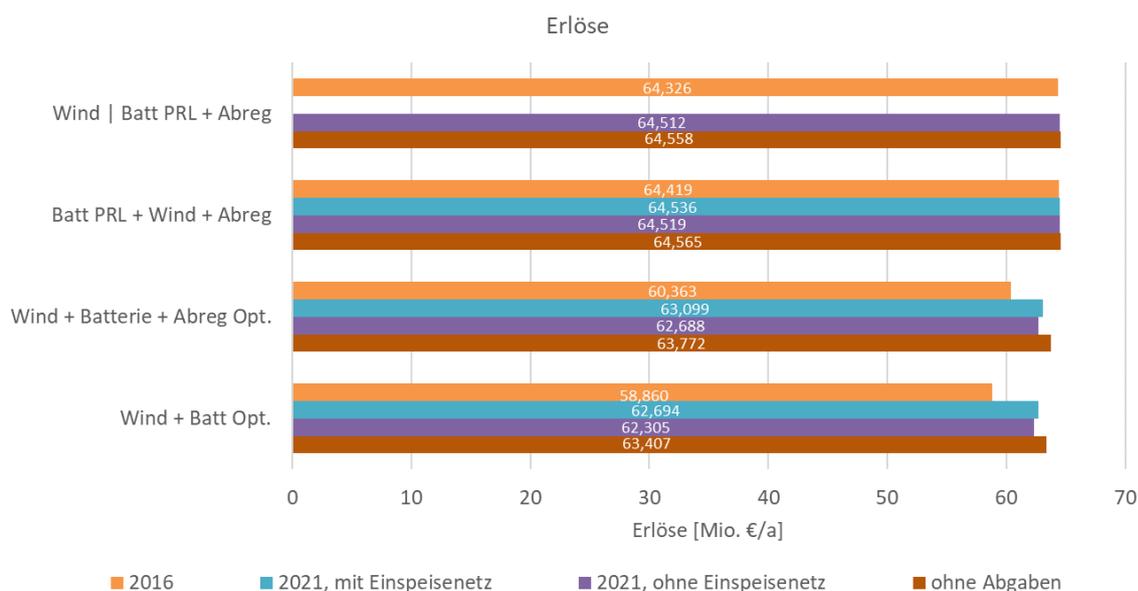


Abbildung 5: Gesamterlöse des virtuellen Kraftwerks, unterschieden nach UC und Varianten für Strombezugskosten

Die Erlöse in UC 1 und UC 2 liegen sehr nahe beieinander, was auf die kleine Batteriegröße im Vergleich zu Windleistungseinspeisung und –prognosefehler zurückzuführen ist. Die Erlöse von UC 2 liegen für alle Abgabensvarianten erwartungsgemäß über denen von UC 1, weil ausschließlich kostenminimierende Effekte in UC 2 im Vergleich zu UC 1 zu erwarten sind. Die Erlöse in UC 3 und UC4 liegen für alle Abgabensvarianten unter denen von UC 1 und 2. Insgesamt erzielt das VK die höchsten Erlöse in UC 2 und unter der Annahme, dass keine Abgaben für den Strombezug der Batterie gezahlt werden müssen.

Tabelle 4: Batterie-Vermarktung im Vergleich

ERLÖSUNTERSCHIEDE [€]		Varianten für Strombezugskosten			
Diff zu Wind Batt PRL +		2016	2021, mit Einspeisene	2021, ohne Einspeisene	ohne Abgaben
UC 4	Wind + Batt Opt.	-5.651.924	-1.817.893	-2.207.557	-1.105.498
UC 3	Wind + Batterie + Abreg Opt.	-4.149.195	-1.413.167	-1.823.994	-739.948
UC 2	Batt PRL + Wind + Abreg	-93.538	23.970	7.067	52.884
UC 1	Wind Batt PRL + Abreg	-186.203		Referenz	45.817

Die Erlöse in UC 1 und UC 2 liegen sehr nahe beieinander, was auf die kleine Batteriegröße im Vergleich zu Windleistungseinspeisung und –prognosefehler zurückzuführen ist. Die Erlöse von UC 2 liegen für alle Abgabensvarianten erwartungsgemäß über denen von UC 1, weil ausschließlich kostenminimierende Effekte in UC 2 im Vergleich zu UC 1 zu erwarten sind. Die Erlöse in UC 3 und UC4 liegen für alle Abgabensvarianten unter denen von UC 1 und 2. Insgesamt erzielt das VK die höchsten Erlöse in UC 2 und unter der Annahme, dass keine Abgaben für den Strombezug der Batterie gezahlt werden müssen.

Tabelle 4 zeigt die Erlösunterschiede des VK, wobei UC1 bei aktuellen Strombezugskosten (2021) ohne Einspeisene als Referenz verwendet wird. Folgende Ergebnisse sind hieraus hervorzuheben:

- Ein gemeinsamer, nicht-optimierter Betrieb von Windpark und Batterie am PRL-Markt (UC2) bietet gegenüber der getrennten Vermarktung (UC1) einen geringen Mehrwert.
- Die Vermeidung von doppelten Umlagen (Weitergabe an Endverbraucher), wie sie 2016 noch auftrat, ermöglicht überhaupt erst die Wettbewerbsfähigkeit von alternativen Geschäftsmodellen für die Batterie
- Ein privates Einspeisene vergrößert die Vorteile der ID-Vermarktung
- Ein ausgebautes Netz (keine Abregelung) und ein optimaler Einsatz der Batterie am ID-Markt und zwecks Ausgleich von Prognosefehlern ist bei perfekter Preisvorhersage mit den historischen Preisen von 2016 noch nicht wirtschaftlicher als die traditionelle Teilnahme am PRL-Markt, was sich angesichts der Preistrends in Zukunft ändern kann (siehe Kapitel 7.1)

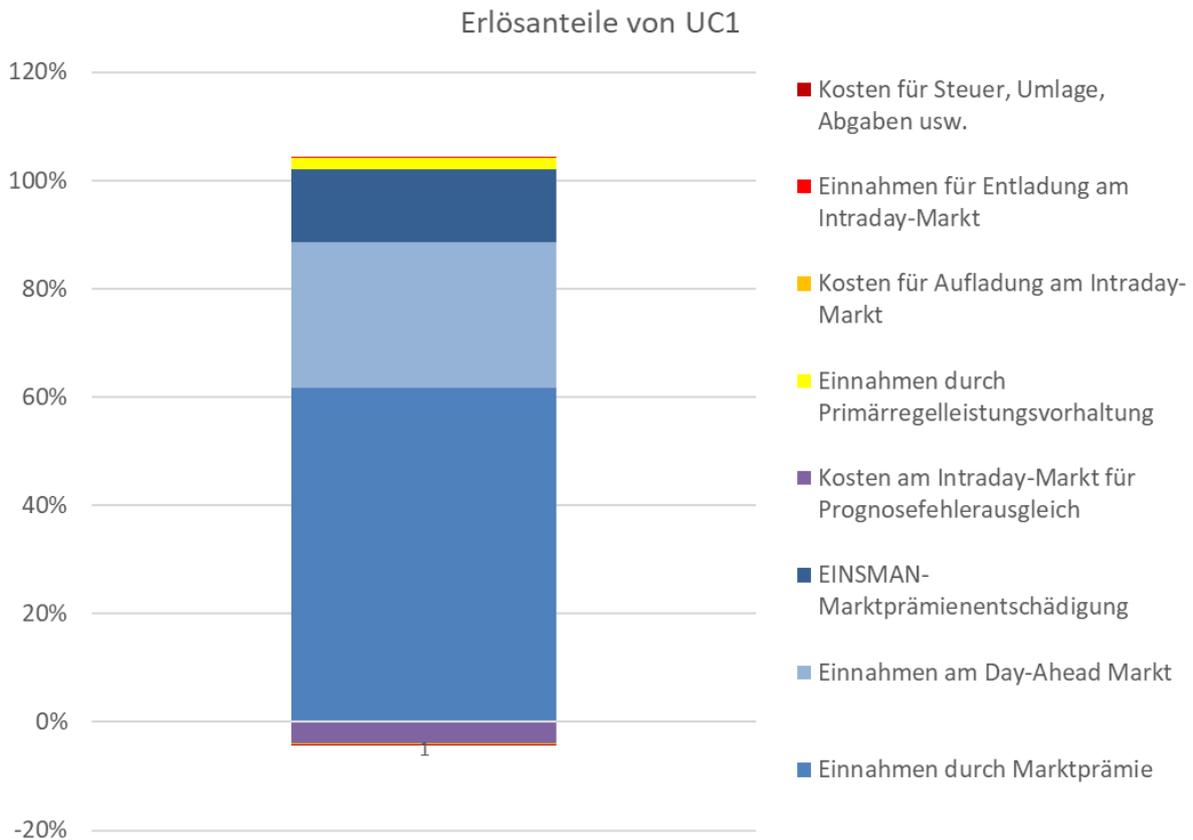


Abbildung 6: Erlösanteile von UC1 bei Strombezugskosten 2021 ohne Einspeisenetz

Die Referenz (UC1 bei Strombezugskosten 2021 ohne Einspeisenetz) ist in Abbildung 6 in ihre Erlösanteile aufgegliedert. Es wird deutlich, dass der Erlös zum überwiegenden Teil durch die Windenergieeinspeisung erzielt wird und die Batterie nur einen sehr geringen Anteil hat. Die Batterie hat im Vergleich zum Windpark eine äußerst geringe Kapazität und kann daher nur einen geringfügigen Teil der gesamten Erlöse beeinflussen.

Diese Aufgliederung der Erlöse ist in Tabelle 5 auch für die übrigen Anwendungsfälle durchgeführt worden. Hier werden allerdings die absoluten modellierten Erlöse in Euro angegeben. Tabelle 5 enthält zudem eine weitere Betrachtung; es werden die Einnahmen angezeigt, die erzielt würden, wenn es überhaupt keine Regulatorik hinsichtlich der Einnahmen und Preise gäbe. Hier sind Marktprämien, EINSMAN-Marktprämienschädigung und Steuern und Abgaben für Strombezug zu Null gesetzt. Ohne Regulatorik wäre UC 4 der wirtschaftlichste Fall. Voraussetzung hierfür ist ein ausgebautes Netz ohne Engpässe und Abregelungsbedarf. Mit Regulatorik liegen die Erlöse von UC 3 und 4 noch unter denen von UC 1 und 2. Allerdings könnte die Höhe der Konzessionsabgabe bzw. eine Befreiung davon den entscheidenden Unterschied machen, insbesondere bei sinkenden PRL-Preisen (siehe Kapitel 7.1).

Tabelle 5: Erlös-/Kostenbestandteile der untersuchten Anwendungsfälle für die unterschiedlichen Varianten der Strombezugskosten

		UC1: Wind inkl. Abregelung Batt & PRL		UC2: Wind inkl. Abregelung & Batt & PRL			UC3: Wind & Abreg. & Batt Opt.			UC4: Wind & Batt Opt.		
		2016	aktuell, ohne Einspeisenetz	2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz	2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz	2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz
Abgaben/Steuern (aktuell Konzession, StromNEV, AbLaV) [€/MWh]		85,330	16,850	85,330	16,850	16,850	85,330	16,850	16,850	85,330	16,850	16,850
Erlöse/Kosten M€												
Windpark	Einnahmen durch Marktprämie	39,842					38,609			45,128		
	Einnahmen am Day-Ahead Markt	17,361										
	EINSMAN- Marktprämienentschädigung	8,673					8,445			0,000		
	Kosten für Prognosefehler-Ausgleich am Intraday-Markt	-2,626		-2,629			-1,214			-0,403		
Batterie	Einnahmen durch Primärregelungsvorhaltung	1,321		1,321			0					
	Kosten für Aufladung am Intraday- Markt	-0,086		-0,055			-3,438			-0,906		
	Einnahmen für Entladung am Intraday-Markt	0,018		0,030			3,966			1,119		
	Kosten für Steuer, Umlage, Abgaben	-0,232	-0,046	-0,146	-0,029	-0,046	-3,409	-0,673	-0,968	-3,608	-0,712	-1,102
Summe mit Regulatorik		64,326	64,512	64,419	64,536	64,519	60,363	63,099	62,688	58,860	62,694	62,305
Summe ohne Abgaben			64,558		64,565				63,772			63,407
Summe ohne Regulatorik		16,043		16,050			16,719			17,340		

In Tabelle 6 sind die Erlöse bei Strombezugskosten 2021 ohne Einspeisenetz in Relation zur Referenz (UC1) dargestellt. Während für UC 1 der Erlös für jeden Erlösbestandteil immer auf 100% gesetzt ist, ist für die anderen UC die Abweichung davon angegeben. Dies gilt auch für den Gesamterlös, der nicht als Summe der über ihn stehenden Prozentangaben zu lesen ist. Falls sich die Erlösbestandteile für die UC nicht unterscheiden, ist kein Wert angegeben.

Tabelle 6: Erlöse bei Strombezugskosten 2021 ohne Einspeisenetz in Relation zur Referenz (UC1)

Erlösbestandteile		UC1	UC2	UC3	UC4
Windpark	Einnahmen durch Marktprämie	100%		-3%	+16%
	Einnahmen am Day-Ahead Markt	100%			
	EINSMAN-Marktprämienentschädigung	100%		-3%	-100%
	Einsparungen am ID-Markt für Prognosefehlerausgleich	100%	+1%	+54%	+91%
Batterie	Einnahmen durch Primärregelungsvorhaltung	100%		-100%	-100%
	Einsparungen für Aufladung am Intraday-Markt	100%	+36%	-3891%	-952%
	Einnahmen für Entladung am Intraday-Markt	100%	+69%	+22076%	+6157%
	Kosten für Abgaben	100%		+1369%	+1455%
Gesamterlös		100%	+0,037%	-2%	-3%

Die bisherigen Ergebnisse legen hinsichtlich der Vermarktungsoptionen folgende Schlussfolgerungen nahe:

- Die Verhinderung von Abregelung (UC 3) hat die gleiche Wirkung wie ein höherer negativer Prognosefehler ohne die entsprechenden Ausgleichskosten und ermöglicht somit der Batterie ein zusätzliches, kostenloses Aufladen ohne Umlagenbelastung
- Die Abregelungsentschädigung nach EINSMAN trägt einen nennenswerten Teil zur Wirtschaftlichkeit des Windparks der vorliegenden Kapazität der Batterie bei
 - UC 1 und 2: ca. 15% der Gesamtbilanz bzw. fast die Hälfte der DA-Einnahmen bei allen UC und 6- bis 7-mal so viel wie die Erlöse durch PRL
- Ein systemdienlicher Betrieb in Form von Abregelungsverhinderung durch die Batterie muss die verminderten Entschädigungszahlen kompensieren (Vergleich UC 3 mit UC 1 und 2: -2,6% bzw. UC 4: -100%)
 - Dem stehen erhöhte Abgaben durch vermehrten Einsatz der Batterie am Markt entgegen
 - Dies gelingt bei vorliegender Batteriekapazität und perfekter Preisvorhersage nicht ausreichend über Maximierung der ID-Erlöse und Senkung der Kosten für den Prognosefehlerausgleich
- EINSMAN verzerrt den Markt und führt zu höheren Erlösen im Vergleich zum systemdienlichen Betrieb

6.2 Batterieeinsatz

Tabelle 7 zeigt die Summe der Betriebsstunden in den Anwendungsfällen. Im optimalen Betrieb (UC 3 und 4) nutzt die Batterie häufig den Markt und den Prognosefehler parallel, weil bspw. positive Prognosefehler mit niedrigen Marktpreisen einhergehen. Bei Abregelung muss sie dies in kleineren "Portionen" tun. Durch den immer vorhandenen PRL-Abruf wird die Batterie in UC1 und 2 zu jeder der 8784 Stunden des Jahres 2016 verwendet.

Tabelle 7: Betriebsstunden der Batterie in den Anwendungsfällen (UC)

	UC 1	UC 2	UC 3	UC 4
Summe Betriebsstunden Batterie (h/a)	8784	8784	6319	5428
Betriebsstunden Batterie Aufladung (h/a)	4445	4445	3325	1871
Betriebsstunden Batterie Entladung (h/a)	4339	4339	2994	3558

Hinsichtlich der abgespeicherten Energie wird die Kapazität der Batterie bei Teilnahme am PRL-Markt allerdings trotz vieler Betriebsstunden nicht ausgenutzt (siehe Abbildung 7). Es wäre zu prüfen, ob die Batterie mit einer optimierten Ladestrategie ihr PRL-Angebot (in begrenztem Maß) weiterhin bereitstellen könnte

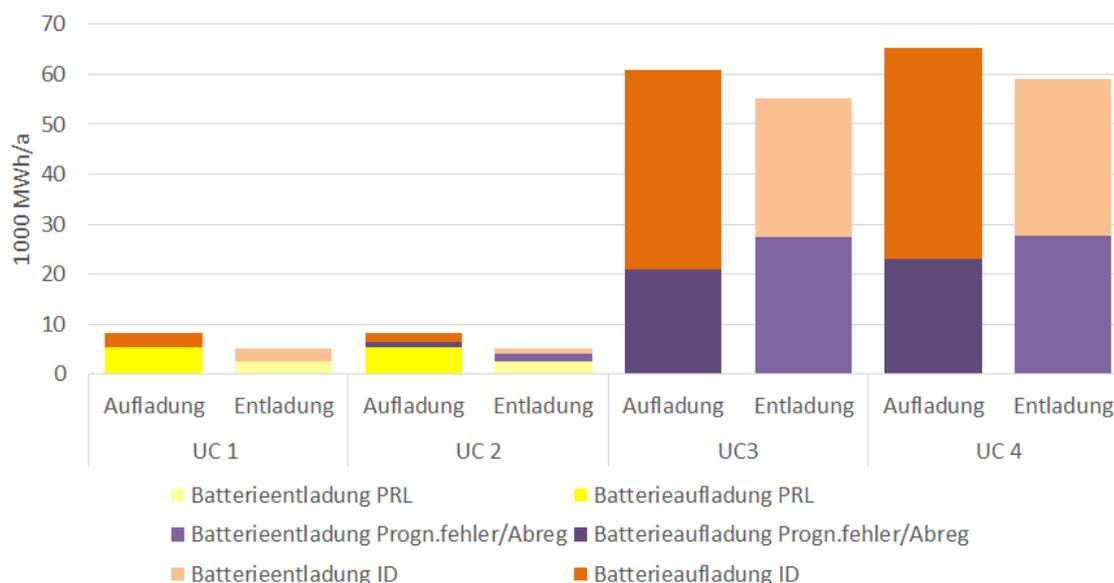


Abbildung 7: Gespeicherte Energie in den Anwendungsfällen (UC)

Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich hinsichtlich des Batterieeinsatzes bei unterschiedlicher Vermarktung:

- Die Batterie könnte mit einer optimierten Ladestrategie wirtschaftlicher in die PRL-Vermarktung gehen, wodurch dieses Geschäftsmodell noch wirtschaftlicher ausfallen würde.

-
- Ein nicht ausgebautes Übertragungsnetz führt zu höheren Betriebsstunden der Batterie mit geringerer Ausnutzung der Kapazität pro Betriebsstunde
 - Vergleich von UC 3 und 4: Bei einem ausgebauten Netz (UC4) kann die Batterie flexibler eingesetzt werden und generiert in Summe zwar geringere Erlöse am ID-Markt, kann jedoch stärker Kosten für den Ausgleich des Prognosefehlers mindern
 - Mit Abregelung wird die Batterie seltener entladen, um einen pos. Prognosefehler auszugleichen und häufiger aufgeladen, um einen neg. Prognosefehler auszugleichen
 - Konzessionsabgaben unterscheiden sich lokal, und die Bedingungen für Batterien hängen von der jeweiligen Kommune ab
 - ohne Konzessionsabgaben oder bei Anerkennung der Batterie als Sondervertragskunden mit geringeren Konzessionsabgaben wird der Batterieeinsatz und damit UC3 deutlich attraktiver

7 Zusammenfassung und Ausblick

Folgende Punkte können aus den vorangegangenen Untersuchungen zusammengefasst werden:

- Ein privates Einspeisenetz vergrößert die Vorteile der ID-Vermarktung
- Die Regulatorik hat mehr Einfluss als der Markt
- Vor 2017 hat das EEG einen wirtschaftlichen Betrieb von Batterien abseits der PRL ausgeschlossen, seit der Befreiung von EEG-Umlage und Netzentgelten ist dies erstmals denkbar
- EINSMAN verzerrt den Wettbewerb: Ein systemdienlicher Betrieb in Form von Abregelungsverhinderung durch die Batterie muss die verminderten Entschädigungszahlen kompensieren
- Die kommunale Behandlung von Speichern bzgl. der Konzessionsabgabe beeinflusst weiterhin die Wirtschaftlichkeit der Vermarktungsoptionen für Batterien
- Die Vermarktung der Batterie am Primärregelleistungsmarkt stellt für das untersuchte Jahr 2016 das attraktivste Geschäftsmodell dar. Die PRL-Preise sind seit 2016 stark gefallen.
- Für die Zukunft werden weiterhin sinkende Primärregelleistungs-Preise (PRL-Preise) und steigende Preise am Intraday-Markt (ID-Markt) inkl. größeren Spreads prognostiziert (siehe hierzu Kapitel 7.1). Das erhöht zunehmend die Wirtschaftlichkeit alternativer Vermarktungsoptionen wie die gemeinsame Vermarktung von Batterien und Windenergie an den Spotmärkten unter Berücksichtigung des Abfangens von Abregelungen und des Windprognosefehlerausgleich.
- Es wurde keine Optimierung des Windpark-Batterieeinsatzes am ID-Markt in Kombination mit PRL untersucht. Dies könnte das zurzeit attraktivste Geschäftsmodell sein

7.1 Ausblick

Die Ergebnisse basieren auf den PRL- und Intraday-Preisen des Jahres 2016. Beide weisen jedoch eindeutige Trends auf; die PRL-Preise sind im Fallen, während die Intraday-Preise steigen werden.

Weiterhin fallende PRL-Preisen wie in den zurückliegenden Jahren (siehe Abbildung 8) könnte zu einer Ablösung des gängigen Geschäftsmodells der PRL-Vermarktung von Batteriekapazitäten zugunsten von kombinierter Wind- und Batteriestromvermarktung am Intraday-Markt führen.

Ein Grund für die fallenden PRL-Preise sind die seit Mai 2019 geänderten Präqualifikationsbedingungen mit nur noch 15min-Erbringungsnachweis, die zu einer verstärkten Präqualifikation von Batterien mit über 100 MW im Jahr 2019 führte. Anfang 2020 waren Batterien schon der größte Lieferant von PRL in Deutschland bei nur 5% der insgesamt angebotenen Leistung, aber über 50% Marktanteil. Dadurch gibt es heute mehr PRL-Marktteilnehmer ohne hohe Opportunitätskosten, so dass es seltener zu Preisspitzen und Knappheitspreisen kommt. Damit sorgen Batterien auf Dauer selbst dafür, dass weitere Vermarktungsmöglichkeiten im Vergleich attraktiver werden.

Entwicklung der jährlichen PRL-Erlöse (pro MW)

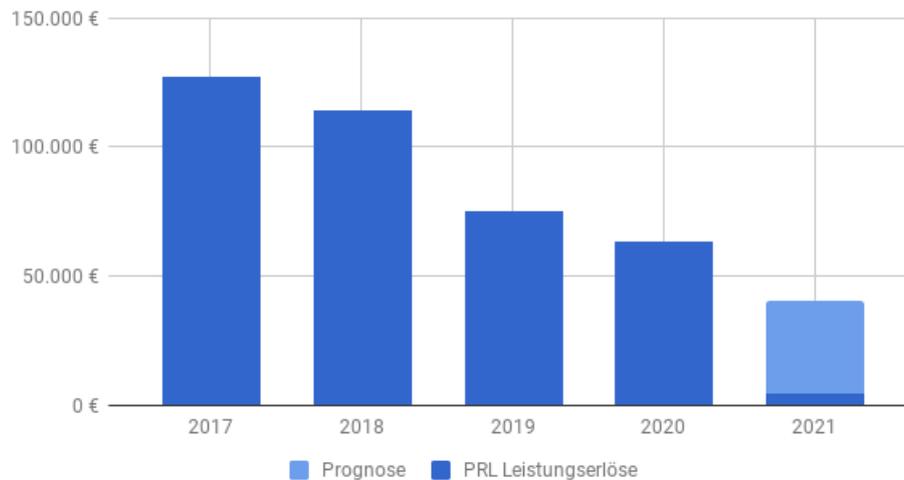


Abbildung 8: Entwicklung der jährlichen PRL-Erlöse (pro MW) [15]

Hinsichtlich der Strompreise am Intraday-Markt ist die entgegengesetzte Tendenz zu erwarten (siehe Abbildung 9). Zukünftige mittlere Intraday-Preise können zum einen wegen Knappheitssituationen etwas höher als Day-Ahead-Preise werden. Zum anderen wird es voraussichtlich am Intraday-Markt in wenigen Stunden zu sehr hohen Preisen kommen und sich besonders dann die zeitliche Verschiebung des Prognosefehlerausgleichs lohnen. Insgesamt werden die Spotmarkt-Preise insbesondere zwischen 2025 und 2030 steigen, wobei für den Intraday-Markt leicht stärker als day-ahead-Markt. Dies würde den Anteil der Konzessionsabgaben an den Strompreisen für Batterien verringern. Außerdem werden sehr niedrige und negative Preise in Zukunft häufiger vorkommen. Diese Effekte werden besonders gut von flexiblen Anlagen oder Anlagenverbänden, wie Windparks mit Batterien oder PtG bzw. PtH, wirtschaftlich ausgenutzt werden können.

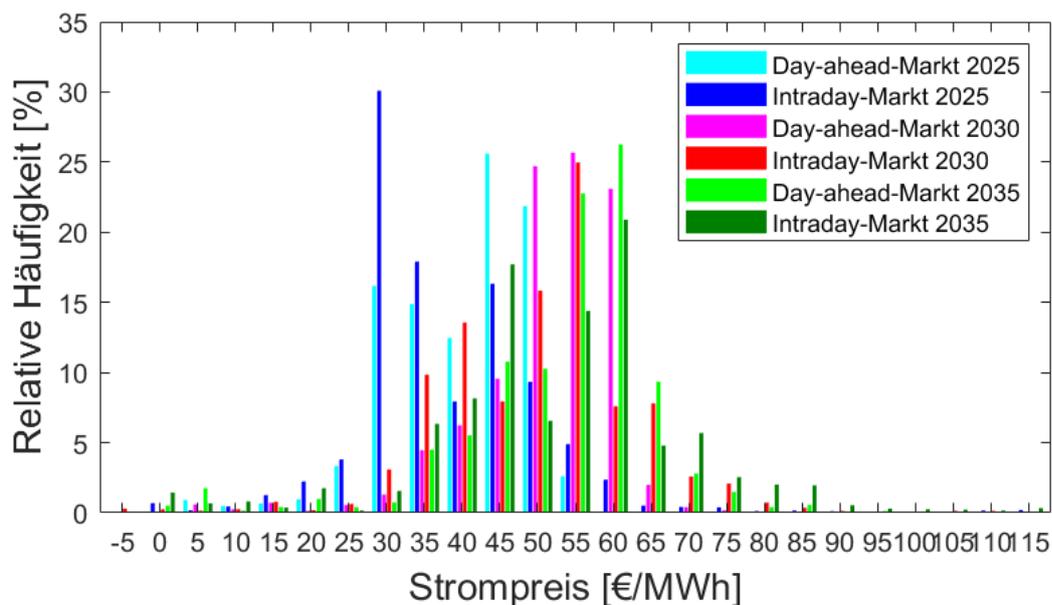


Abbildung 9: Modellierter Entwicklung der Strommarktpreise [16]

8 Literatur

- [1] Enertrag AG, *Eine Energie voraus: Unternehmensbroschüre*. [Online]. Verfügbar unter: https://enertrag.com/fileadmin/Redaktion/Unternehmensbroschuere_ENERTRAG_web.pdf.
- [2] Bundesnetzagentur, *Leitfaden zum Einspeisemanagement: Version 3.0*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf;jsessionid=8ED1411F31D9C8D7E98E8CC75D92ECA4?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am: 9. Januar 2021).
- [3] K. Rohrig, B. Ernst, M. Hoppe-Kilpper und F. Schlögl, „Online-monitoring and prediction of wind power in german transmission system operation centres“ in *World Wind Energy Conference (WWECE)*, Cape Town, 2003.
- [4] K. Knorr, *Modellierung von raum-zeitlichen Eigenschaften der Windenergieeinspeisung für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen: Dissertation an der Universität Kassel*. [Online]. Verfügbar unter: <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2017020852024/7/DissertationKasparKnorr.pdf> (Zugriff am: 3. Februar 2021).
- [5] enel Green Power, ENERTRAG und Leclanché Energy Storage Solutions, *Cremzow BESS: Fact Sheet*. [Online]. Verfügbar unter: https://enertrag.com/fileadmin/Downloads/Public/Presse-Blog/related_Files/2019-05-16_cremzow_bess_factsheet.pdf (Zugriff am: 2. Februar 2021).
- [6] Marcus Schluzy, „Wirtschaftliche Analyse und Bewertung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in regionalen Energiesystemen mit steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien: Eine Modellierung von technischen und regulatorischen Szenarien am Beispiel der Region Uckermark“. Master Thesis, Fakultät VII -Institut für Technologie und Management, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/20190614_Schluzy_MA/2019_Flexibilitaetsoptionen_Uckermark_Schluzy_MA.pdf
- [7] EPEX SPOT SE, *Market Data: PhelixPowerSpotHistory_2016*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.epexspot.com> (Zugriff am: 7. Februar 2018).
- [8] German transmission system operators, *Tender overview: Primary control reserve*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/?lang=en> (Zugriff am: 9. Januar 2021).
- [9] German transmission system operators, *Marktwertübersicht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> (Zugriff am: 9. Januar 2021).
- [10] RTE - Réseau de Transport d'Electricité, S.A., *Fréquence du réseau*. [Online]. Verfügbar unter: https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_frequence.jsp (Zugriff am: 6. März 2019).
- [11] Regelleistung Online GbR, *Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/> (Zugriff am: 3. Februar 2021).
- [12] Rüdiger Winkler, „EEG 2021: Der hoffentlich letzte Schritt in die richtige Richtung“, *BWK ENERGIE*, 10. Nov. 2020, 2020.
- [13] Stiftung Umweltenergierecht, *Zahlungspflichten für staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile: Batteriespeicher mit Netznutzung beim Strombezug*. [Online]. Verfügbar unter: <http://strompreisbestandteile.de/>.

-
- [14] German transmission system operators, *NETZTRANSPARENZ.DE: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/>.
- [15] Regelleistung Online GbR, *Analysen: Entwicklung der jährlichen PRL-Erlöse (pro MW)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung-online.de/analysen/> (Zugriff am: 3. Februar 2021).
- [16] Fraunhofer IEE, *NEW 4.0 - Gesamtsystemsimulation: Aktivität 8.2 Simulation Märkte und SDL in SH/HH und im EU-Verbund*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/NEW4-0_Aktivitaet8-2.html.