

Wirtschaftliche Betrachtung von Batteriespeichern zur Frequenzregelung

Pascal Wiest
Universität Stuttgart - IEH
Stuttgart, Germany
pascal_wiest@web.de

Alexander Probst
Universität Stuttgart - IEH
Stuttgart, Germany

Martin Braun
Universität Stuttgart - IEH
Frauenhofer IWES, Kassel
Stuttgart, Germany

Stefan Tenbohlen
Universität Stuttgart - IEH
Stuttgart, Germany

Abstract — Battery storage systems have got great opportunities in grid support. Aim of this work is an economic view of battery storage systems in case of secondary frequency control. The first part deals with rules of the German frequency control market. After that the developed algorithm is explained. Finally this method is used to verify the economic efficiency of lead-acid-batteries as secondary frequency control power plant.

Keywords-battery management systems; frequency control; Power system economics; Power grids; Power system stability

I. MOTIVATION

Batteriespeicher finden heutzutage keine größere Verwendung im elektrischen Energienetz, jedoch ist ihre Fähigkeit Energie zu speichern bestens für die Netzstützung geeignet. Gerade für die Frequenzregelung eignen sich Batteriespeicher besonders gut, da hierbei sowohl positive als auch negative Leistung benötigt wird. Batteriespeicher wurden bislang nicht für diese Aufgabe verwendet, da sie schlicht zu teuer waren und die Regelleistung mit konventionellen thermischen Kraftwerken bereit gestellt wurde. Thermische Kraftwerke werden für diese Aufgabe verwendet, da sie einfach zu regeln sind. Durch den Energiewandel und den zukünftigen Rückgang solcher Kraftwerksblöcke besteht hier jedoch Handlungsbedarf, um neue Möglichkeiten zur Frequenzregelung zu finden. Zusätzlich sind die Kosten für Batteriespeicher in den letzten Jahren stark gesunken. Dies wurde hauptsächlich durch die Forschungen für mobile Energiespeicher der Elektromobilität vorangetrieben. Aus diesen Gründen ist es notwendig zu überprüfen, ob bei der heutigen Vergütung von Regelleistung ein wirtschaftlicher Betrieb von Batteriespeichern als Regelleistungskraftwerk möglich ist.

II. REGELLEISTUNGSMARKT IN DEUTSCHLAND

Die Aufgabe der Leistungs- und Frequenzregelung ist es, ein andauerndes Gleichgewicht, zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung herzustellen, um die Frequenz stets auf Nennfrequenz von 50 Hertz zu regeln. Die erzeugte Leistung wird täglich in einem Fahrplan festgelegt, da sich jedoch der Verbrauch nicht an diesen Fahrplan hält und zeitweise mehr oder weniger Last anliegt, als im Fahrplan festgelegt, schwankt dadurch die Frequenz. Deshalb ist es notwendig positive und negative Regelleistung vorzuhalten. Die positive Regelleistung wird benötigt, um einen Frequenzabfall, wenn der Verbrauch größer als die erzeugte Leistung ist, zu beseitigen, bei negativer Regelleistung ist es genau umgekehrt.

Die benötigte Regelleistung wird in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern, EnBW Transportnetze AG, Amprion GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH und Tennet TSO GmbH, gemeinsam beschafft. Hier findet ein Ausschreibungsverfahren auf einem freien Markt statt. Dies hat den Vorteil, dass für Deutschland insgesamt weniger Regelleistung benötigt wird, als wenn jeder Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistung getrennt beschaffen würde [1]. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sowohl die Ausschreibungsergebnisse als auch die benötigte Regelleistung auf ihrer gemeinsamen Internetplattform regelleistung.net [1] zu veröffentlichen. Diese Daten liegen der Analyse und anschließenden wirtschaftlichen Betrachtung zugrunde. Die Regelleistung wird in 3 Kategorien, welche sich durch ihre Einsatzzeiten und Aufgaben unterscheiden, unterteilt:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Minutenreserveleistung (MRL)

Diese Regelleistungsarten werden zeitlich nacheinander beauftragt um die Aufgabe der Frequenzregelung zu erfüllen. Ein sinnvoller Einsatz von Batteriespeichern ergibt sich nur im Bereich der Primär- und Sekundärregelleistung. Die Minutenreserveleistung eignet sich nicht, da sie heutzutage nur noch sehr selten benötigt wird, da eine vollständige Regelung bereits mit der Primär- und Sekundärregelung stattfindet. Außerdem muss die MRL über lange Zeiträume bereitgestellt werden können, was mit einem Batteriespeicher nicht zu bewerkstelligen ist. Die SRL bietet noch geringe Vorteile, diese liegen im Bereich der Vergütung, gegenüber der Primärregelleistung. Aus diesem Grund wird eine wirtschaftliche Betrachtung nur für Batteriespeicher im Einsatz als Sekundärregelleistungskraftwerk angestrebt.

Der Einsatz und die Anschlussbedingung werden im Transmission Code 2007 [2] genauer festgelegt, demnach muss jede Technische Einheit die Sekundärregelleistung bereitstellen will zuerst, eine Präqualifikation durchlaufen. Die Bedingungen für die Präqualifikation sind im Anhang D2 des TransmissionCode 2007 [3] genauer beschrieben. Die wichtigsten Punkte sind anschließend kurz zusammengefasst:

- **Netzanschlusspunkt:** Der Netzanschlusspunkt muss bekannt sein.
- **Angebotsgröße:** Es gibt eine vorgeschriebene Mindestangebotsgröße, diese liegt nach dem TransmissionCode 2007 bei 10 MW pro Erzeugungseinheit.
- **Leistungsänderung:** Die gesamte, angebotene SRL muss innerhalb von maximal fünf Minuten erbracht werden. Zusätzlich muss eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 2% der Nennleistung pro Sekunde möglich sein.
- **Zuverlässigkeit:** Die technische Einheit muss in einem Ausschreibungszeitraum(nach [3] ein Monat) eine zeitliche Verfügbarkeit von 95% aufweisen.

Die größte Schwierigkeit für Batteriespeicher liegt im Bereich der Mindestangebotsgröße, da man um eine Leistung von 10 MW zu erreichen sehr viele Batterien verschalten müsste. Hier ist es jedoch möglich mehrere kleinere Batteriespeicher, die an verschiedenen Anschlusspunkten stehen, zu einem gemeinsamen Pool zusammen zu schließen um die Mindestangebotsgröße zu erreichen. Die Bundesnetzagentur hat hierzu zum 27.06.2011 einige Änderungen beschlossen [4]. Diese betreffen hauptsächlich die Mindestangebotsgröße, welche auf 5 MW gesenkt wurde, und den Ausschreibungszeitraum. Der Ausschreibungszeitraum wurde von einem Monat auf eine Woche gesenkt. Diese Änderungen wirken sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern als Sekundärregelleistungskraftwerk aus, werden aber hier nicht weiter berücksichtigt, da sie erst nach der wirtschaftlichen Betrachtung in Kraft getreten sind.

Die SRL ist in positiv und negativ unterteilt. Positive SRL bedeutet, dass von den technischen Anlagen Energie abgegeben wird, bei der negativen SRL wird von diesen Anlagen Energie aufgenommen. Zusätzlich zu dieser Unterteilung findet noch eine zeitliche Aufteilung, nämlich in Haupt- und Nebenzeit statt. Die Hauptzeit(HT) erstreckt sich an Werktagen von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr, die Nebenzeit(NT) liegt zu den restlichen Zeiten an, also in den Nächten, an Wochenende und auch an bundeseinheitlichen Feiertagen. Die Vergütung für SRL erfolgt über zwei getrennte Preise, hier gibt es den Leistungs- und Arbeitspreis. Der Leistungspreis ist die Vergütung für das Vorhalten von Regelleistung und der Arbeitspreis ist die Vergütung für das Erbringen von SRL. Durch den Leistungspreis hat jeder Anbieter monatlich eine feste Vergütung, unabhängig davon ob er Regelenergie einspeist oder nicht. Bei der Ausschreibung muss jeder Teilnehmer seinen geforderten Leistungspreis in €/MW und seinen Arbeitspreis in €/MWh angeben. Das einzige Kriterium für die Zuschlagserteilung ist der Leistungspreis. Das bedeutet es werden die Anbieter nach ihrem Leistungspreis sortiert und der Reihe nach beauftragt, bis die insgesamt benötigte SRL erreicht ist, diese liegt in Deutschland durchschnittlich bei circa 2100 MW[1]. Wird nun Sekundärregelleistung benötigt,

werden die ausgewählten Anbieter nach dem Merrit-Order-Prinzip beauftragt. Bei diesem Prinzip werden, beginnend mit dem niedrigsten Arbeitspreis, nach und nach Anbieter mit höherem Arbeitspreis beauftragt, bis die benötigte Sekundärregelleistung erreicht ist. Dadurch wird die Regelleistung am kostengünstigsten bereit gestellt, wozu die Übertragungsnetzbetreiber nach den Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet sind

III. KAPITALKOSTENRECHNUNG FÜR BATTERIESPEICHER

Betrachtet man für einen Batteriespeicher nur die spezifischen Kosten A für die Batteriekapazität, diese werden in €/kWh angegeben, so lässt sich daraus der benötigte Arbeitspreis AP inklusive der Kapitalkosten ermitteln. Dieser Arbeitspreis entspricht dann den Kosten für das Auf- und Entladen von einer kWh im Batteriespeicher. Der Arbeitspreis hängt im folgenden von den spezifischen Kosten A, der möglichen Anzahl an Ladezyklen Z, des Diskontfaktors q und der Laufzeit n. Durch Anwendung der Kapitalwertmethode erhält man folgende Lösung:

$$AP(n) = \frac{A \cdot n}{z} * \frac{q^n (q-1)}{q^n - 1} \quad (1)$$

Die Gleichung ist für eine jährliche Abrechnung gültig, erfolgt jedoch, wie im Fall von Batteriespeichern als Sekundärregelleistungskraftwerk, eine monatliche Abrechnung so muss der Diskontfaktor noch auf diesen Zeitraum angepasst werden. Dies bedeutet, dass der kalkulatorische Zinssatz für diesen Zeitraum berechnet werden muss, in diesem Fall wäre es ein monatlicher Zins. "(1)" ist nun für jede Batterietechnologie gültig, da diese sich in dieser Betrachtung nur bei den spezifischen Kosten A und der Zyklenzahl Z unterscheiden. Dieser benötigte Arbeitspreis wird im folgenden verwendet um die Investitionskosten eines Batteriespeichers in der wirtschaftlichen Betrachtung zu berücksichtigen.

IV. WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG

Die Grundlage für die Analyse bildeten die veröffentlichten Daten der verbrauchten SRL und des Ergebnisses der Ausschreibung aus dem Monat April 2011[1]. Das Ausschreibungsergebnis schwankt stark im Verlauf eines Jahres, das Ergebnis des Aprils wurde ausgewählt, da es sehr nahe am jährlichen Durchschnitt liegt. Desweiteren wurde der Leistungspreis so gewählt, dass in jedem Monat im Jahr eine Zuschlagserteilung auf dem Markt erfolgt. Das Ziel dieser Analyse war es, die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern als Sekundärregelleistungskraftwerk über verschiedene Batterieleistungen und Batteriekapazitäten zu ermitteln. Hierzu wurden die Investitionskosten über den benötigten Arbeitspreis berücksichtigt. Die Schwierigkeit bei dieser Analyse lag darin, dass die ganzen Parameter sich gegenseitig beeinflussen und deshalb sehr viele Parameter flexibel gehalten werden mussten. So ist der benötigte Arbeitspreis aufgrund der Kapitalkosten abhängig von der Betriebszeit des Batteriespeichers, diese ist wiederum abhängig vom

monatlichen Ladungsumsatz, welcher vom im Angebot festgelegten Arbeitspreis abhängt.

A. Beschreibung der Vorgehensweise

Aus den veröffentlichten Daten, die sowohl das Ergebnis der Ausschreibung als auch die verbrauchte SRL enthalten, konnte für jeden Arbeitspreis der monatliche Ladungsumsatz ermittelt werden. Dies geschah getrennt für die vier Fälle (positive SRL HT & NT, negative HT & NT). Da angenommen wird, dass die Batterie stets mit ihrer vollen Leistung betrieben wird, wird an dieser Stelle ebenfalls überprüft, ob die Dauer der am Stück stattfindenden Ladung überhaupt möglich ist. Durch die zeitliche Unterteilung müssen diese Ladungsumsätze getrennt für positive und negative SRL addiert werden, um anschließend daraus die Betriebszeit in Monaten zu ermitteln. Dies geschah für jede mögliche Kombination der Arbeitspreise für HT und NT. Aus diesen Betriebszeiten lassen sich nun die zugehörigen benötigten Arbeitspreise ermitteln, um die Investition zu berücksichtigen. Aus den Ladungsumsätzen, aus den beiden Arbeitspreisen und dem Leistungspreis kann man einen monatlichen Gewinn/Verlust, getrennt für positive und negative SRL, berechnen. Da es möglich ist mit einem Batteriespeicher sowohl positive als auch negative SRL zu leisten, müssen diese Ergebnisse noch miteinander verknüpft werden. Hierbei ist das wichtigste Kriterium, dass die Betriebszeit identisch ist, da in diesem Fall monatlich der gleiche Ladungsumsatz stattfindet und dadurch ein monatliches energetisches Gleichgewicht im Batteriespeicher vorliegt. Abschließend wird noch der maximale Gewinn aus den möglichen Kombinationen, die durch die verschiedenen Arbeitspreise sowohl für positive als auch für negative SRL entstanden sind, ausgewählt.

Da verschiedene Batterieleistungen und Batteriekapazitäten betrachtet werden sollen, wird diese Rechnung in einem größeren Bereich dieser Parameter durchgeführt. Der Ablauf dieses Prozesses wird nochmal in "Fig. 1" dargestellt.

Abschließend wurden aus dem monatlichen Gewinn/Verlust und den Investitionskosten noch die jährliche Rendite ermittelt. Dies ist notwendig, um eine Vergleichbarkeit der Investition mit anderen Möglichkeiten der Geldanlage zu gewährleisten und da ein relativer Gewinn zu den Investitionskosten aussagekräftiger als ein absoluter Gewinn ist.

B. Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Batteriekosten

Die billigste Batterietechnologie ist heutzutage die Blei-Säure-Batterie, deshalb findet hier auch nur eine Betrachtung dieser Batterietechnologie statt. Ein Einsatz von Lithium-Ionen-Batterie wäre ebenfalls möglich. Da diese Technologie heutzutage noch teurer als Blei-Säure-Batterien ist, wäre ein schlechteres Ergebnis zu erwarten. Die Preise für Lithium-Ionen-Batterien werden zukünftig, vorangetrieben durch die Entwicklungen der Elektromobilität stark fallen, wodurch ein Einsatz als Sekundärregelleistungskraftwerk ebenfalls denkbar

wird. Die spezifischen Kosten für Blei-Säure-Batterien liegen bei 200 €/kWh und sie erreichen 2000 Ladezyklen[5], für den kalkulatorischen Zinssatz wurde ein Wert von 10% angenommen. Aufgrund der kalendrischen Lebensdauer von Batteriespeichern wurde eine maximale Betriebszeit von 12 Jahren festgelegt. Die gewählten Leistungspreise sind in "Tab 1" für die vier verschiedenen Fälle dargestellt:

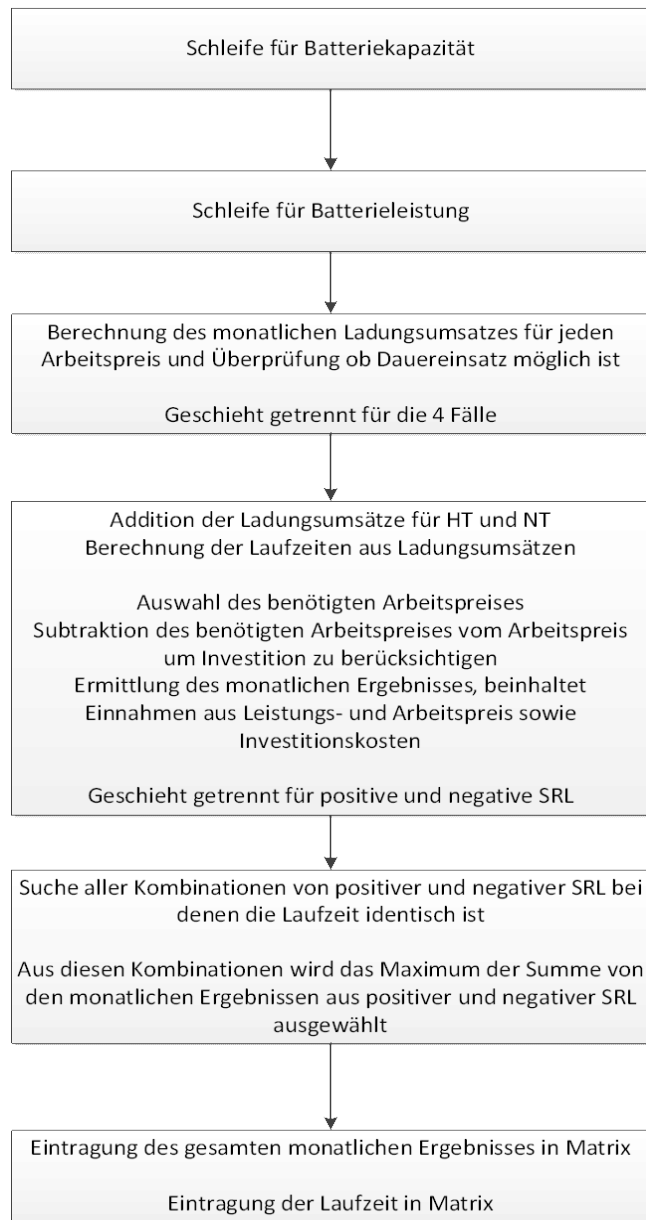


Fig. 1: Ablaufplan der Analyse

TAB. 1: AUSGEWÄHLTE LEISTUNGSPREISE

Art und Zeit der SRL	Ausgewählter Leistungspreis
Positive SRL HT	2500 €/MW
Positive SRL NT	2400 €/MW
Negative SRL HT	1200 €/MW
Negative SRL NT	5000 €/MW

Die jährliche Renditen für Blei-Säure-Batterien als Sekundärregelleistungskraftwerk sind in "Fig. 2" dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die Bereiche in denen die Rendite exakt 0% beträgt, in diesen Bereichen ist ein Betrieb nicht möglich und es bedeutet nicht, dass die Rendite exakt 0% beträgt. Diese Bereiche sind auf die Analyse zurückzuführen, entweder ist in diesen Bereichen ein Dauereinsatz aufgrund der hohen Batterieleistung nicht möglich oder es ist nicht möglich einen ausgeglichenen monatlichen Ladungsumsatz zu erreichen. Markant ist der Keil zwischen den möglichen Batteriekonfigurationen. Da in diesem Bereich nur sehr wenige Arbeitspreise möglich sind, gibt es ebenfalls wenige Kombinationen der möglichen Laufzeiten. In diesem Bereich ist es nicht möglich einen ausgeglichenen monatlichen Ladungsumsatz zu erreichen, da diese Auswahl über die Laufzeiten erfolgt.

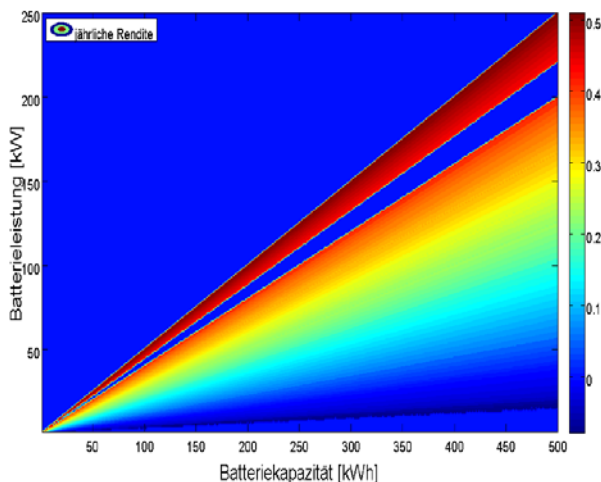


Fig. 2: Jährliche Rendite unter Berücksichtigung der Batteriekosten

Berücksichtigt man für eine Blei-Säure-Batterie nur die Anschaffungskosten für die Batterie kann im Betrieb als Sekundärregelleistungskraftwerk eine Rendite bis zu 50% erreicht werden, dies würde einer ausgezeichneten Investition entsprechen. Man muss jedoch beachten, dass es für die Lebensdauer der Batterien besser ist sie langsamer zu laden. Das bedeutet, dass die Batterieleistung für eine lange Lebensdauer deutlich geringer als die Batteriekapazität sein sollte. So wäre eine Blei-Säure-Batterie mit einer Batteriekapazität von 200 kWh bei einer Batterieleistung von 50 kW eine gute Wahl. Hier liegt die jährliche Rendite bei 23,5%.

C. Berücksichtigung der Kosten für den Wechselrichter

Da Batterien mit Gleichspannung arbeiten und das elektrische Energienetz mit Wechselspannung betrieben wird, ist für den Anschluss einer Batterie noch ein Wechselrichter notwendig. Da hier teilweise sehr große Leistungen notwendig sind, fallen die Kosten für einen solchen Wechselrichter stark ins Gewicht und müssen nun ebenfalls berücksichtigt werden. Hierfür wird aus den Anschaffungskosten eine monatliche Annuität gebildet und um diesen Wert wird der monatliche

Gewinn/Verlust korrigiert. Anschließend wird, wie im Teil zuvor, erneut die jährliche Rendite ermittelt.

Die Kosten für Wechselrichter werden sehr stark von der Photovoltaik(PV) Industrie geprägt, da heutzutage dies das größte Anwendungsgebiet von Wechselrichtern im kW-Bereich ist. Bei PV-Kleinanlagen geht man von Kosten von 331 €/kW für den Wechselrichter aus, bei PV-Großanlagen von 282 €/kW [6]. Die Grenze zwischen Groß- und Kleinanlagen liegt bei 30 kW. Vergleicht man diese Preise mit den im Handel verfügbaren Wechselrichtern so fällt auf, dass für größere Leistungen die Preise deutlich niedriger sind. Hier kommt jedoch nochmal eine Besonderheit der PV-Großanlagen zur Geltung. Diese werden nämlich ausschließlich im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Dies wurde in diesen Werten bereits berücksichtigt. Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraftwerk sollten auf die gleiche Weise in das Energienetz integriert werden, wodurch die angegebenen Kosten für die Wechselrichter in diesem Fall verwendbar sind.

Die jährliche Rendite, inklusive der Kosten für den Wechselrichter, ist nun in "Fig. 3" dargestellt. Als erstes fallen wieder die Bereiche auf, bei denen kein Betrieb möglich ist, diese sind nun identisch mit denen in "Abb. 2". Durch die erhöhten Anschaffungskosten ist nun die maximal möglich Rendite deutlich gesunken. Für den Fall einer Batteriekapazität von 200 kWh bei einer Batterieleistung von 50 kW liegt die jährliche Rendite nun bei 11,67%. Diese Rendite entspricht immer noch einer guten Geldanlage.

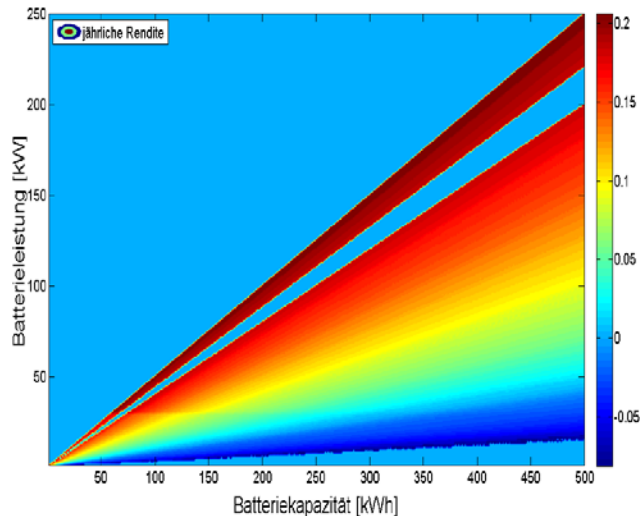


Fig. 3: Jährliche Rendite inklusive der Wechselrichterkosten

V. ZUSAMMENFASSUNG

Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraftwerk einzusetzen ist nur sinnvoll, wenn ein wirtschaftlicher Betrieb eines solchen Systems möglich ist. Um ein wirtschaftliches System zu entwickeln muss zuerst der Markt bekannt sein, deshalb wurden hier zuerst die Prinzipien des Regelleistungsmarktes in Deutschland dargestellt.

Anschließend wurde ein Verfahren vorgestellt, das eine wirtschaftliche Analyse unter Berücksichtigung der Batteriekosten ermöglicht. Da für Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraft noch weitere Kosten anfallen, wurden nachträglich noch die Kosten für den Wechselrichter eines solchen Systems berücksichtigt. Die Ergebnisse wurden nur für Blei-Säure-Batterien aufgezeigt, da diese Batterietechnologie heutzutage die preisgünstigste Technologie ist.

Eine konkrete Aussage über die Wirtschaftlichkeit lässt sich noch nicht treffen, da hier noch Wartungskosten, die Kosten für die Präqualifikation sowie der Wirkungsgrad des Batteriespeichers vernachlässigt wurden. Die genannten Kosten sind jedoch deutlich kleiner als die bisher berücksichtigten Kosten, deshalb kann davon ausgegangen werden dass eine positive Rendite für Blei-Säure-Batterien als Sekundärregelleistungskraftwerk möglich ist und damit ein wirtschaftlicher Betrieb eines solchen Systems erreicht wird.

- [1] *regelleistung.net Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.* Abgerufen am 05. 07 2011 von <https://www.regelleistung.net/>
- [2] Verband der Netzbetreiber e.V.: *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Stand: August 2007
- [3] Verband der Netzbetreiber e.V.: *TransmissionCode 2007, Anhang D2*, Stand: November 2009
- [4] Bundesnetzagentur(2011): *Beschluss über die Ausschreibung von Regelenergie vom 12.04.2011*
- [5] Blum, W., Breyer, W., Bruhns, H., Gelfort, E., Keilhacker, M., Luther, G., et al. (2010). *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*. Bad Honnef: Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
- [6] Schriftenreihe des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung. (2010). *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Berlin.