



## Potenziale von Batteriespeichersystemen zur Regelenergiebereitstellung

Johannes Weindl

Technische Universität München

### Abstract

Die Energiewirtschaft befindet sich zur Zeit in einem Umbruch. Der wachsende Anteil der fluktuierenden Stromproduktion von Erneuerbaren Energien und die zunehmende Verdrängung konventioneller Kraftwerke gefährdet die Stabilität des Stromnetzes. Deshalb müssen neue Lösungen zur Sicherstellung einer verlässlichen Energieversorgung gefunden werden. Batteriespeichersysteme können ein bedeutender Baustein für den Erfolg dieser Energiewende sein. Vom technischen Standpunkt sind sie besonders dazu geeignet Primärregelleistung bereitzustellen. Folglich wird das entsprechende Geschäftsmodell durch eine Kapitalwertberechnung für ein fiktives Lithium-Ionen und ein Bleisäure Batteriespeichersystem, basierend auf Marktdaten und neu eingeführten Vorschriften, untersucht. Leider verhindern die gegenwärtigen Marktbedingungen in Deutschland einen profitablen Betrieb beider Speichertechnologien, wobei das Bleisäure Batteriespeichersystem ein vielversprechenderes Ergebnis liefert.

**Keywords:** Batteriespeicher, Energiewende, Primärregelleistung, Regelenergie, Wirtschaftlichkeit

### 1. Die Energiewende und ihre Folgen

#### 1.1. Umbruch in der Energiewirtschaft

In der Vergangenheit wurde die Energieversorgung von Wasserkraftwerken und Dampfkraftwerken, nuklearer und fossiler Art, zuverlässig bereitgestellt und war voll kontrollierbar. In jüngster Zeit befindet sich die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) auf dem Vormarsch. So gab es bereits im Jahr 2012 Zeiten, in denen die Energie aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik(PV)-Anlagen rund 50% des Strombedarfs abgedeckt haben.<sup>1</sup> Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2025 geht die Bundesnetzagentur von einem Ausbau der gemeinsamen installierten Leistung von WEA und PV-Anlagen auf 167 GW bis zum Jahr 2035 aus. Das entspricht mehr als einer Verdopplung des Referenzwertes aus dem Jahr 2013 von rund 71 GW. Im gleichen Zeitraum sinkt die Erzeugungsleistung aus konventionellen Anlagen von 101 GW auf 77,5 GW, während die Jahreshöchstlast nahezu stagniert und im Jahr 2035 bei 84 GW liegen soll.<sup>2</sup>

Im westlichen Stromnetz<sup>3</sup> Dänemarks wurde bereits 2007 zu Spitzenzeiten mehr Strom in WEA erzeugt als verbraucht werden konnte. Der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromerzeugung betrug damals schon 24%. Dänemark kann daher als ein Schaubild für die Struktur und Eigenschaften für zukünftige Energienetze anderer Länder gesehen werden: Ein großer Teil der Energieerzeugung kann nicht mehr aktiv kontrolliert werden, da er aus dargebotsabhängigen Quellen, wie Wind und Sonne, stammt.<sup>4</sup> Die Netzbetreiber stellt das vor einige Herausforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Energieversorgung, der steigenden Netzeinspeisung im Niederspannungsbereich und der Kosten für die Netzinfrastruktur.<sup>5</sup> Während die Einspeisung aus PV-Anlagen noch einem Tageszyklus folgt, existiert bei WEA keine solche Regelmäßigkeit. Um Gefährdungen der Systemstabilität durch deren fluktuierende Stromeinspeisung zu verringern, gehört es daher zum Aufgabenbereich der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), täglich eine Windprognose für den folgenden Tag zu erstellen.<sup>6</sup>

<sup>1</sup>Boje et al. (2014b, S. 7290-7291)

<sup>2</sup>Bundesnetzagentur (2014, S. II)

<sup>3</sup>Das dänische Stromnetz ist zweigeteilt. Der westliche Teil verhält sich synchron mit dem kontinentaleuropäischen Netz, der östliche Teil mit dem Nordischen Netz

<sup>4</sup>Divya und Østergaard (2009, S. 512, 517)

<sup>5</sup>Koller et al. (2015, S. 128)

<sup>6</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 16–17)

### 1.2. Speicher für die Energiewende

Während die konventionellen Kraftwerke durch den Ausbau der EE immer weiter zurückgedrängt werden, wächst gleichzeitig der Bedarf an der Regelleistung, die sie bisher zum größten Teil selbst bereitgestellt hatten.<sup>7</sup> So errechneten Hudson et al., dass eine installierte Windenergieleistung von 100 Megawatt (MW), einen Bedarf an Regelenergie von 6% der Nennleistung zur Folge hat. Dieser Prozentwert sinkt allerdings mit zunehmender installierter Windenergieleistung.<sup>8</sup> Insbesondere die negative Regelleistung, bei der Energie aus dem Netz entnommen wird, wird in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen, da es durch den weiteren Ausbau der EE immer häufiger ein Energieüberangebot im Netz geben wird.<sup>9</sup>

Dabei können auch die EE selber einen Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung bringen: Durch Herunterregeln ihres Arbeitspunktes können WEA negative Regelleistung bereitstellen. Auch das Erbringen positiver Regelenergie ist möglich, sofern die Anlagen unterhalb ihrer maximalen Erzeugungleistung betrieben werden. Das ist heute jedoch noch nicht Realität, da Anreizsysteme bisher nur eine maximale Erzeugung begünstigen und die Betriebsverfahren der Regelleistung erst entsprechend angepasst werden müssten.<sup>10</sup> Betreiber von Windturbinen in Dänemark sind hingegen schon heute zur Erbringung von Regelleistung verpflichtet: Der Arbeitspunkt der WEA muss beliebig zwischen 20% und 100% der Nennleistung einstellbar sein. Im Falle einer Windflaute muss natürlich keine Regelleistung erbracht werden können.<sup>11</sup> In Zukunft werden aus Sicht der Übertragungsnetze Windparks wie heutige konventionelle Kraftwerke funktionieren und auch in der Lage sein, Regelleistung zu erbringen. Möglich wird dies durch das Einbeziehen von Batteriespeichern, die zusammen mit den WEA ein sogenanntes Virtuelles Kraftwerk bilden.<sup>12</sup>

Bisher werden nur Pumpspeicher als großformatige Energiespeicher dazu eingesetzt, gespeicherte Energie im regulären Energiehandel zu vermarkten. Batteriespeicher wären zwar unabhängig von der Geographie und auch schnell realisierbar, sind aber aus Kostengründen noch nicht konkurrenzfähig im Vergleich mit Pumpspeichern.<sup>13</sup> So kostet das Einspeichern von 1 kWh Strom in einen Batteriespeicher weit mehr als 10 Cent,<sup>14</sup> während der Börsenstrompreis im Juni 2015 bei nur 3 ct/kWh lag.<sup>15</sup> Doch um die Energiewende in Deutschland verwirklichen zu können, werden neben den Pumpspeichern auch andere großformatige Speichertechnologien nötig sein. So sieht die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom 28.09.2010 den Ausbau von

Energiespeicherkapazitäten sowie die Entwicklung und Förderung von Speichertechnologien, wie Batteriespeicher, als eines der Handlungsfelder auf dem Weg in das Zeitalter der EE.<sup>16</sup> Das Fraunhofer-Institut sieht vor allem die Flexibilität im Stromversorgungssystem, sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite als einen zentralen Baustein für das Gelingen der Energiewende. Jedoch halten die Forscher bis zu einem EE-Anteil von 60% und bei ausreichender Flexibilisierung selbst bei einem EE-Anteil von 90% keinen zusätzlichen Ausbau von Stromspeichern für erforderlich. Allerdings sieht das Fraunhofer-Institut in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zu denen unter anderem auch die Regelenergie gehört, eine Anwendung, in der Speichersysteme, auf Grund zukünftig steigender Anforderungen, einen nennenswerten Beitrag leisten können.<sup>17</sup> Auch Fuchs et al. sehen die Flexibilität des zukünftigen Stromnetzes als einen Faktor für den Erfolg der Energiewende. Dabei sind für sie auch Energiespeicher ein Baustein für die Flexibilität. Allerdings vertreten sie die Auffassung, dass sich ab 2030 nur noch Speichersysteme lohnen werden, die neben einer Systemdienstleistung mindestens eine weitere Aufgabe erfüllen. Für die Übergangszeit bis 2030 halten die Autoren den Einsatz von Batteriespeichern für sinnvoll.<sup>18</sup>

### 1.3. Aufbau und Zielsetzung der Bachelorarbeit

Kapitel 1.2 verdeutlicht, dass Energiespeicher eine gewichtige Rolle bei der Bewältigung der deutschen Energiewende spielen werden. In dieser Arbeit soll daher untersucht werden, inwiefern sich Batteriespeicher für die Bereitstellung von Regelenergie eignen und daran anknüpfend das entsprechende Geschäftsmodell auf seine Rentabilität überprüft werden. Dazu werden zunächst in Kapitel 2 das Konzept der Regelenergie erläutert, die drei Arten von Regelleistung vorgestellt und die Fokussierung der weiteren Arbeit auf die Primärregelleistung (PRL) begründet. Bevor in Kapitel 4 auf Batteriespeichersysteme, ihre Komponenten sowie ihre Eignung für die Erbringung von PRL eingegangen wird, erfolgt in Kapitel 3 eine Einführung in die dafür grundlegenden Batterietechnologien. In Kapitel 5 erfolgt dann eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für einen fiktiven Batteriespeicher der PRL anbietet. Dazu werden reale Daten aus dem Regelenergiemarkt ausgewertet sowie Informationen von Betreibern und Herstellern von Batteriesystemen einbezogen. Im abschließenden 6. Kapitel wird ein Ausblick auf die zukünftigen Entwicklungen des Regelenergiemarktes und der Batteriespeichertechnologien gegeben.

## 2. Regelenergie

In einem Energieversorgungsnetz müssen sich die Stromerzeugung und der Stromverbrauch stets ausgleichen. Ein

<sup>7</sup>Stöckl (2014, S. 79)

<sup>8</sup>Hudson et al. (2001, S. 4)

<sup>9</sup>Fuchs et al. (2012, S. 52)

<sup>10</sup>Rivero et al. (2001, S. 337–338)

<sup>11</sup>Elkraft System and Eltra Regulation (2004, S. 4–6)

<sup>12</sup>Swierczynski et al. (2013, S. 487)

<sup>13</sup>Borsche et al. (2013, S. 1)

<sup>14</sup>Kempkens (2014b)

<sup>15</sup>Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2015)

<sup>16</sup>Deutscher Bundestag (2010, S. 12–15)

<sup>17</sup>Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik et al. (2014, S. 8)

<sup>18</sup>Fuchs et al. (2012, S. 1, 55–56)

Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch führt zu einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert und damit zum Absinken der elektrischen Versorgungsqualität.<sup>19</sup> Kann die Netzfrequenz nicht in einem bestimmten Bereich gehalten werden, führt dies zu Instabilitäten im Netzbetrieb und kann schlimmstenfalls einen Stromausfall verursachen.<sup>20</sup> Bei den Ursachen für die Frequenzabweichung unterscheidet man zum einen die stochastische Lastabweichung, die jederzeit, an beliebigen Orten mit verschiedenen Vorzeichen auftreten kann. Dabei kann es sich um den Ausfall eines Kraftwerks handeln oder das Zu- und Abschalten von Lasten auf der Verbraucherseite, aber auch Ereignisse, die sich über mehrere Stunden hinziehen können, wie die Veränderung der Außentemperatur. Auf der anderen Seite gibt es auch deterministische Lastabweichungen, ausgelöst durch Änderungen im Fahrplan der Stromerzeugungseinheiten.<sup>21</sup> Die Regelung der Netzfrequenz betrifft das gesamte zusammenhängende Übertragungsnetz, da Frequenzabweichungen nicht örtlich begrenzt, sondern global im ganzen Verbundnetz auftreten.<sup>22</sup> Zur Frequenzregelung wird ein bestimmter Teil der Erzeugungskapazität bzw. der Last genutzt um aktive Leistung bereitzustellen bzw. aufzunehmen.<sup>23</sup> Diese Regelleistung wird bisher hauptsächlich von thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken erbracht, die ein Stück unterhalb ihrer Nennkapazität betrieben werden, damit sie kurzfristig zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen können, falls es zu einem Ausfall einer anderen Erzeugungseinheit kommt.<sup>24</sup>

### 2.1. Regulatorischer Rahmen der Regelleistung in Deutschland

Während die Regeln des Netzwerks der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) den europäischen Rahmen für die Durchführung der Frequenzregelung bilden, sind in Deutschland die gesetzlichen Vorgaben der Stromnetzzugangsverordnung (StromNVZ) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) maßgeblich. Die dazugehörigen Marktregeln werden von der Bundesnetzagentur festgelegt und bei Bedarf angepasst. Technische Regularien, beispielsweise für die Präqualifikation als Anbieter von Regelleistung, sind dem Transmission Code der deutschen ÜNB zu entnehmen.<sup>25</sup>

Das "Operations Handbook" des ENTSO-E sieht für das kontinentaleuropäische Verbundnetz ein dreistufiges Regelleistungskonzept vor. Die einzelnen Stufen werden dabei nacheinander durchlaufen. Auf eine Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert, 50 Hertz (Hz), reagiert zunächst die Primärregelleistung (PRL) innerhalb von Sekunden. Diese wird nach einigen Minuten von der Sekundärregelleistung (SRL) abgelöst. Anders als die PRL, die von allen

Teilnetzen des Verbundes gemeinsam erbracht wird, erfolgt die Erbringung der SRL nur in der Regelzone, die für die Frequenzabweichung verantwortlich ist. Diese ist auch allein für die 3. Stufe des Regelleistungskonzepts, die sogenannte Minutenreserveleistung (MRL) zuständig. Sie ergänzt die SRL zunächst und ersetzt diese schließlich komplett.<sup>26</sup> Laut § 13 Abs. 1 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in ihrer Regelzone verantwortlich und sollen diese unter anderem durch den Einsatz von Regelleistung sicherstellen. Die Beschaffung der Regelleistung hat nach § 22 Abs. 2 EnWG über eine gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern betriebene Internetplattform zu erfolgen. Das Ausschreibungsverfahren muss dabei transparent und diskriminierungsfrei sein. So sollen, soweit dies technisch möglich ist, für alle Anbieter die gleichen Anforderungen gelten. Insbesondere darf es laut § 22 Abs. 1 EnWG keine Bevorzugung von Unternehmen geben, die mit den ÜNBs verbunden oder assoziiert sind.<sup>27</sup> Haben die Übertragungsnetzbetreiber zur Abrufung von Regelleistung früher noch direkten Einfluss auf den Betrieb von Kraftwerken genommen, erfolgt also heutzutage die Beschaffung auf freiwilliger Basis über einen Markt.<sup>28</sup> Der Handel von Regelleistung stellt für die ÜNBs und die Anbieter der Regelleistung eine Win-Win-Situation dar, führt er doch zu einem Interessensausgleich der beiden Parteien: Während die ÜNB die Zuverlässigkeit des Netzes bei möglichst geringen Kosten sicherstellen wollen, versuchen die Anbieter ihren Gewinn zu maximieren.<sup>29</sup>

### 2.2. Der deutsche Regelleistungsmarkt im europäischen Kontext

Am deutschen Markt sind, Stand Februar 2014, 14 Anbieter für PRL und 20 Anbieter für SRL präqualifiziert. Dabei handelt es sich überwiegend um Betreiber von Großkraftwerken. Hingegen sind unter den 36 präqualifizierten Anbietern von MRL auch Stromerzeuger mit kleineren Produktionsanlagen und Großabnehmer von Strom. Für eine Einordnung des deutschen Regelleistungsmarkts in den europäischen Kontext ist die Marktgröße der einzelnen Regelleistungsarten interessant: Die PRL ist im Netzverbund der ENTSO-E so ausgelegt, dass der Ausfall der größten Erzeugungseinheit im System ausgeglichen werden kann. Im kontinentaleuropäischen Netz sind zu diesen sogenannten Referenzereignis 3.000 Megawatt (MW) bereitzustellen. Da die PRL solidarisch geleistet wird, kann diese Beschaffungsmenge auf die einzelnen Regelzonen, je nach deren Anteil an der gesamten Stromerzeugung, aufgeteilt werden. Für Deutschland ergab sich so 2014 eine Ausschreibungsgröße von 568 MW. Die Verfahren zur Dimensionierung von SRL und MRL sind europaweit weniger einheitlich. In Deutschland erfolgt

<sup>19</sup>Oudalov et al. (2007, S. 1260)

<sup>20</sup>Boje et al. (2014b, S. 7290)

<sup>21</sup>Weissbach und Welfonder (2009, S. 27)

<sup>22</sup>Lachs und Sutanto (1995, S. 701)

<sup>23</sup>Rivero et al. (2001, S. 334)

<sup>24</sup>Oudalov et al. (2006, S. 2208)

<sup>25</sup>Consentec GmbH (2014, S. 1–2)

<sup>26</sup>ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (2009, S. P1-2)

<sup>27</sup>Deutscher Bundestag (2005)

<sup>28</sup>Oudalov et al. (2007, S. 1260)

<sup>29</sup>Rebours et al. (2007b, S. 358)

die Bemessung quartalsweise über ein wahrscheinlichkeitsbasiertes Verfahren, das eine Beschaffungsmenge toleriert, die in einigen wenigen Stunden des Jahres nicht ausreichend ist. Im ersten Quartal 2014 ergaben sich so für positive und negative SRL 2.042 MW bzw. 1.969 MW und entsprechend bei MRL 2.472 MW bzw. 2.838 MW.<sup>30</sup>

Der sogenannte "reserve indicator" (RI) ist ein Maß für die Größe eines Regelleistungsmarktes. Er ist das Ergebnis der Division von durchschnittlich vorgehaltener Regelleistung im System und dem Durchschnitt der Energieerzeugung pro Stunde.<sup>31</sup> Ein kleiner RI bedeutet somit, dass eine Regelzone im Verhältnis zu ihrer Energieproduktion wenig Regelleistung vorhält. Man könnte dies somit als ein Zeichen für eine hohe intrinsische Systemstabilität und eine zuverlässige Stromversorgung sehen, da in jener Regelzone wohl wenig Regelleistung benötigt wird. Andererseits könnte ein kleines RI auch schlichtweg von weniger Sorgfalt bei der Sicherung der Netzstabilität herrühren. Eine weitere Möglichkeit Regelleistungsmärkte zu vergleichen ist der sogenannte "cost indicator" (CI), der aus dem Quotient der Jahresgesamtkosten für Regelleistung und der Jahresgesamtkosten der erzeugten Energie nach Großmarktpreisen ermittelt wird. So lag der CI für PRL in Deutschland in den Jahren 2004 - 2005 bei ca. 0,5% und damit auf einem mit anderen europäischen Staaten vergleichbaren Niveau. Der deutsche CI für die SRL betrug im gleichen Zeitraum ca. 1,5%.<sup>32</sup>

### 2.3. Technische Grundlagen der Primärregelleistung

Die Primärregelleistung hat die Aufgabe die Netzfrequenz, nach einer Abweichung von ihrem Sollwert, zu stabilisieren, aber nicht auf ihren Nennwert zurückzuführen. Die abgegebene bzw. aufgenommene Leistung verhält sich dabei proportional zur Frequenzabweichung und wird von allen Regelzonen eines zusammenhängenden Netzes solidarisch erbracht.<sup>33</sup> Zur Aktivierung der PRL ist keine zentrale Regleinrichtung nötig, da sie allein durch die innerhalb des Verbundnetzes identische Netzfrequenz gesteuert wird. Die Regelung erfolgt daher dezentral bei den einzelnen Erbringern der PRL, beispielsweise durch Turbinendrehzahlregler bei Kraftwerken.<sup>34</sup> Die sogenannte Statik ist dabei ein Maß für die Sensitivität einer Erzeugungseinheit, die PRL bereitstellt, gegenüber Abweichungen von der Sollfrequenz: Je kleiner die Statik ist, desto stärker reagiert die betreffende Erzeugungseinheit mit einer Änderung der abgegebenen Leistung auf eine bestimmte Frequenzabweichung. Sie wird durch den Quotient aus der relativen Abweichung von der Sollfrequenz und der relativen Leistungsänderung gebildet.<sup>35</sup>

In einem bestimmten Bereich um den Sollwert der Netzfrequenz herum erfolgt keine Reaktion der PRL. Diese Unempfindlichkeit gegenüber einer Frequenzabweichung ist

nur zu einem Teil beabsichtigt. Sie entsteht auch durch Ungenauigkeiten bei der Messung der Netzfrequenz bei den dezentralen Reglern der PRL.<sup>36</sup> Im Verbundnetz der ENTSO-E muss bis zu einer gemessenen Abweichung der Netzfrequenz von +/- 10 Millihertz (mHz) vom Sollwert keine Aktivierung der PRL erfolgen. Dieser Frequenzbereich wird als Totband bezeichnet. Die Frequenzmessung selbst muss dabei mindestens auf 10 mHz genau sein. Zusammengerechnet kommt es so spätestens bei einer realen Frequenzabweichung von +/- 20 mHz zur Aktivierung der PRL. Bis zur vollen Abrufung der PRL, die bei einer Frequenzabweichung von +/- 200 mHz erfolgt, wächst die aktivierte Leistung linear mit der Frequenzabweichung. Die Aktivierung der PRL in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung ist in Abbildung 1 dargestellt.<sup>37</sup> Aus der Statik und der Frequenz, bei der die maximale PRL-Abrufung erfolgt, lässt sich somit die Leistung errechnen, die im normalen Betrieb vorgehalten werden muss, um die Anforderungen der PRL zu erfüllen.<sup>38</sup> Da es bei Batteriespeichern im Ruhezustand der PRL keine Leistungsabgabe gibt und somit die gesamte Nennleistung für die Erbringung von PRL zur Verfügung steht, kann die Statik hier folglich als ein Maß für die bei einer bestimmten Frequenz absolut zu erbringende Leistung gesehen werden.

Da PRL solidarisch geleistet wird, haben Länder bzw. Regelzonen, die Teil eines großen Verbundnetzes, wie dem kontinental-europäischen, sind, in der Regel einen niedrigeren RI-Wert für die PRL, als solche, die keine oder nur wenige Verbindungen zu anderen Regelzonen unterhalten. In ersteren verteilt sich nämlich die aus dem Referenzereignis abgeleitete Beschaffungsmenge der PRL auf mehrere Regelzonen.<sup>39</sup> Wie stark die einzelnen Regelzonen auf eine Frequenzabweichung reagieren wird durch deren Frequenzcharakteristik  $\lambda$  beschrieben. Sie errechnet sich aus der Abweichung des tatsächlichen vom fahrplanmäßigen Leistungsaustausch mit anderen Regelzonen.<sup>40</sup>

### 2.4. Sekundärregelleistung

Bei der SRL wird die Abrufung durch einen automatischen Leistungs-Frequenzregler beim ÜNB gesteuert, der über Kommunikationskanäle mit den technischen Anlagen verbunden ist, welche die SRL bereitstellen. Bei Abrufung der SRL wählt der ÜNB denjenigen Anbieter aus, der nach den Maximen der betrieblichen Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit und der Kostenminimierung, am besten dazu geeignet ist.<sup>41</sup> Die Aktivierung der SRL beginnt ca. 30 Sekunden nach dem Auftreten einer Frequenzabweichung in der für das Ungleichgewicht verantwortlichen Regelzone. Sie hat zum Ziel, die Netzfrequenz auf den Sollwert zurückzuführen und den durch die PRL entstandenen außerfahrplanmäßigen

<sup>30</sup>Consentec GmbH (2014, S. 19–20)

<sup>31</sup>Rebours et al. (2007b, S. 364)

<sup>32</sup>Rebours et al. (2007b, S. 364–365)

<sup>33</sup>Boje et al. (2014b, S. 7296–7297)

<sup>34</sup>Consentec GmbH (2014, S. 9–10)

<sup>35</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2003, S. 8)

<sup>36</sup>Rebours et al. (2007a, S. 353)

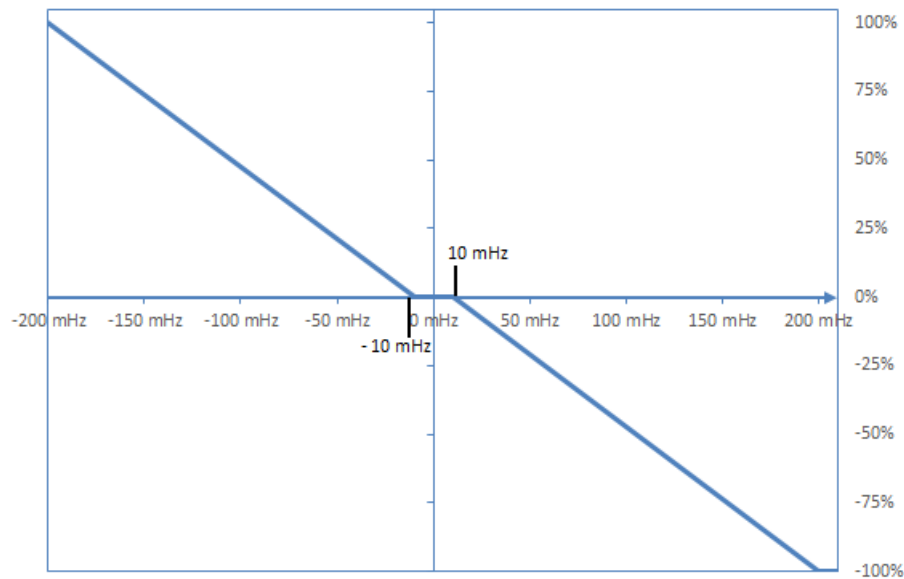
<sup>37</sup>ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (2009, S. P1-4-P1-7)

<sup>38</sup>Rebours et al. (2007a, S. 353)

<sup>39</sup>Rebours et al. (2007b, S. 364)

<sup>40</sup>Rebours et al. (2007a, S. 353)

<sup>41</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 52–53)



**Abbildung 1:** Aktivierung der PRL in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung (Quelle: eigene Abbildung; vgl. Deutsche ÜNB (2014a))

Energieaustausch zwischen den Regelzonen rückgängig zu machen.<sup>42</sup> Dazu muss der sogenannte Area Control Error (ACE) auf 0 ausgeglichen werden. Dieser besteht zum einen aus dem Saldo zwischen tatsächlichen Leistungsexport und fahrplanmäßigen Leistungsexport und zum Anderen aus dem Leistungsbeitrag der regelzoneneigenen PRL zur Frequenzstabilisierung.<sup>43</sup> Der ACE gibt folglich an, welche Leistung von der SRL zu erbringen ist, damit zum einen der tatsächliche Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen wieder dem Fahrplan entspricht, wodurch faktisch die PRL der anderen Regelzonen abgelöst wird und zum anderen auch die von der Regelzone selbst erbrachte PRL heruntergefahren werden kann.

In der Vergangenheit (Jahre 2004 - 2005) wies Deutschland einen im europäischen Vergleich hohen RI-Wert für die SRL auf. Dies liegt an der Aufteilung Deutschlands in vier Regelzonen. Anders als die PRL, wird die SRL nicht solidarisch geleistet, sondern muss von jeder Regelzone eigenverantwortlich vorgehalten werden, was in gesamtdeutscher Sicht zu Überkapazitäten geführt hat.<sup>44</sup> Es ist jedoch anzunehmen, dass der deutsche RI-Wert für die SRL mit Einführung des gesamtdeutschen Netzregelverbundes 2010, der im folgenden Abschnitt samt seiner Wirkung beschrieben wird, gesunken ist.

## 2.5. Netzregelverbund

Zum 31.05.2010 ordnete die Bundesnetzagentur die Einführung eines Netzregelverbundes zwischen den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und ihren Regelzonen an. Von nun an wurden Leistungsungleichgewichte zwischen

den Regelzonen nicht mehr sofort verrechnet, sondern nur der Gesamtsaldo, der dann durch Regelenergie ausgeglichen wird. So lässt sich die für Regelenergie vorzuhaltende Leistung reduzieren und so Einsparungen von 16 Mio. Euro monatlich erzielen. Darin sind auch Kosteneinsparungen durch Wettbewerb zwischen den Anbietern von Regelleistung enthalten, der durch die, mit der Einführung des Netzregelverbundes einhergehende Bildung eines Gesamtmarktes für Regelenergie, verstärkt wurde.<sup>45</sup> Flinkerbusch und Heuterkes sind noch einen Schritt weiter gegangen und haben simuliert, welche Kosteneinsparung durch eine gänzliche Abschaffung der vier Regelzonen zugunsten einer einzigen deutschlandweiten Regelzone zu erzielen wäre. Insgesamt ergeben sich laut der Simulation Kosteneinsparungen von rund 163 Mio. Euro, was einer Reduktion um 17% entspricht. 160 Mio. Euro Einsparungen stammen dabei alleine aus der SRL, deren Aufwand sich, hauptsächlich durch die Saldierung der Abrufung zwischen den vereinigten Regelzonen, um 45% reduziert hat.<sup>46</sup> Die vier deutschen Regelzonen existieren zwar auch heute noch, dafür wurde der Netzregelverbund auf europäischen Nachbarländer ausgedehnt. Sobald das innerdeutsche Optimierungspotential ausgeschöpft ist, findet mittlerweile eine Saldierung von Leistungsungleichgewichten mit Regelzonen in Dänemark, den Niederlanden, der Schweiz, Tschechien und Österreich statt.<sup>47,48</sup>

## 2.6. Minutenreserveleistung

Die MRL stellt eine manuelle Änderung in der Kraftwerkeinsatzplanung dar, um PRL und SRL aus ihrem Dienst entlassen zu können, sodass die entsprechenden Kapazitäten

<sup>42</sup>Boje et al. (2014b, S. 7296–7297)

<sup>43</sup>Rebours et al. (2007a, S. 354)

<sup>44</sup>Rebours et al. (2007b, S. 364)

<sup>45</sup>Bundesnetzagentur (2010, S. 1–2)

<sup>46</sup>Flinkerbusch und Heuterkes (2010, S. 4717–4718)

<sup>47</sup>Aufzählung nach Beitrittsreihenfolge

<sup>48</sup>Deutsche ÜNB (2014a, S. 1–2)

für eine nächste Abrufung bereitstehen. Außerdem hat die MRL die Aufgabe die Nennfrequenz wiederherzustellen und, falls die SRL dazu nicht in der Lage war, die außerplanmäßig getätigten Energieaustausche auszugleichen.<sup>49</sup> Wie auch bei der Abrufung der SRL wählt der ÜNB den nach den Maximen der betrieblichen Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit und der Kostenminimierung am besten geeigneten Anbieter aus.<sup>50</sup> Die MRL wird ca. 15 Minuten nach Auftreten der Frequenzabweichung aktiviert und kann in der Regel nach 45 - 75 Minuten von günstigeren Erzeugungseinheiten abgelöst werden.<sup>51</sup> Bei der Aktivierung erfolgt eine Anpassung im Fahrplan der entsprechenden Erzeugungseinheiten. Sie ist deren Betreiber mindestens 7 1/2 Minuten vor Beginn des nächsten Viertelstundenintervalls mitzuteilen, zu dem der geänderte Fahrplan in Kraft treten soll. Der Anbieter hat daraufhin 15 Minuten Zeit die angeforderte Minutenreserveleistung zu erbringen.<sup>52</sup> Die MRL ist im Gegensatz zu PRL und SRL ein vorwärtsgewandter Kontrollmechanismus, da er im Vorfeld vom ÜNB angefordert wird. Dieser trägt dadurch allerdings auch das Kostenrisiko einer Fehlaktivierung. PRL und SRL werden hingegen durch rückkoppelnde Regelkreise gesteuert und reagieren daher nur träge auf die Unausgewogenheit von Erzeugung und Verbrauch und können daher nur mit einer zeitlichen Verzögerung deren Gleichgewicht wiederherstellen.<sup>53</sup>

## 2.7. Fokussierung auf Primärregelleistung

Während PRL die Netzfrequenz nach einer Abweichung vom Sollwert nur stabilisieren soll, hat die SRL die Aufgabe, die außerplanmäßigen Leistungsflüsse zwischen den Regelzonen auszugleichen und den Sollwert der Netzfrequenz wiederherzustellen. Beiden ist dabei jedoch gemeinsam, dass sie diese Dienste nur für eine begrenzte Zeit erbringen. Die MRL ist dagegen auf einen längerfristigen Einsatz ausgelegt. Batteriespeicher, mit ihrer begrenzten Speicherfähigkeit, sind daher für die Erbringung von MRL nicht geeignet.<sup>54</sup> Roberts und McDowall stellen fest, dass vor allem kleinere Speicher, die ihre Leistung für Sekunden bis einige Minuten vorhalten, wirtschaftlich erfolgreich sind, da sie anders als konventionelle Erzeugungseinheiten sofort auf Ungereimtheiten im Netz reagieren können, aber trotzdem nicht als Konkurrenz für diese Anlagen gedacht sind, sondern vielmehr als eine Ergänzung.<sup>55</sup> Diese Erfolgsfaktoren der Energiespeicher lassen sich auf dem Gebiet der Regelleistung am besten bei der PRL mit ihren vergleichsweise kurzen Abrufedauern umsetzen. Auch Oudalov et al. kamen zu dem Ergebnis, dass die Bereitstellung von PRL die profitträchtigste Anwendung für einen Batteriespeicher ist: In ihrer Untersuchung verglichen die Autoren die Anschaffungs- und Betriebskosten eines Batteriespeichersystems mit dem zu erzielenden Umsatz

durch die Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen. Schlussendlich stellten sie fest, dass die Bereitstellung von PRL den meisten Wert für den Betreiber eines Batteriespeichers hat.<sup>56</sup> Daher soll im weiteren Verlauf dieser Bachelorarbeit von den verschiedenen Regelleistungsarten nur die Primärregelleistung für die Bereitstellung durch Batteriespeicher weiter betrachtet werden. Im folgenden Abschnitt werden die in Deutschland geltenden Anforderungen an die Anbieter von PRL genauer erläutert.

## 2.8. Anforderungen an Erbringer von PRL in Deutschland

### 2.8.1. Regelungen des TransmissionCode 2007

Um PRL vermarkten zu können, muss ein Anbieter neben dem Abschluss eines Rahmenvertrages über die Bereitstellung der Regelleistung auch Anforderungen technischer und betrieblicher Art erfüllen, die im Online-Appendix D1 des TransmissionCodes 2007 festgehalten sind: Dazu zählt an erster Stelle die Pirmärregelbarkeit. Für Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung über 100 MW ist sie sogar eine Grundvoraussetzung für den Netzanschluss. Unter Pirmärregelbarkeit versteht man unter anderem, dass mindestens +/- 2% der Nennleistung einer Anlage als Bandbreite der PRL vom ÜNB abgerufen werden können. Die Statik der Abrufung muss dabei je nach Anweisung des ÜNB einstellbar sein. Zur Primärregelbarkeit gehört zudem die zeitliche Verfügbarkeit der vereinbarten Leistung. So muss ab einer gemessenen Frequenzabweichung von +/- 200 mHz innerhalb von 30 Sekunden die volle PRL gleichmäßig aktiviert und für mindestens 15 Minuten verfügbar sein. Die zulässige Aktivierungsdauer verkürzt sich entsprechend bei kleineren Frequenzabweichungen.<sup>57</sup> Die volle PRL muss nicht nur 15 Minuten lang abgegeben, sondern, beispielsweise beim Wegfallen einer großen Last, auch aufgenommen werden können. So ergibt sich für Anbieter von PRL ein Mindestleistungsvermögen von 30 Minuten Abrufung bei 100% der angebotenen Leistung.<sup>58</sup> Die Anbieter müssen, wenn Sie von ihrem ÜNB dazu aufgefordert werden, die ordnungsgemäße Erbringung der PRL beweisen können. Dazu übermittelt der Betreiber dem ÜNB Daten über seine Istleistung und den Frequenzverlauf der letzten zwei Wochen.<sup>59</sup> Zur Minimierung des Ausfallrisikos der PRL schreibt die ENTSO-E für die Beschaffung von Regelenergie eine homogene Verteilung der Anlagen vor. Von den 3 GW, die insgesamt im europäischen Verbundsystem zu beschaffen sind, dürfen maximal 3% von einer Erzeugungseinheit bzw. 6% von einem Netzknoten stammen. Falls ein ÜNB, die von ihm zu beschaffende PRL nicht durch Markttransaktionen aufbringen kann, ist er gegen Zahlung eines finanziellen Ausgleichs dazu berechtigt, in Betrieb befindliche Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von PRL zu verpflichten.<sup>60</sup>

<sup>49</sup>Rebours et al. (2007a, S. 351–352)

<sup>50</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 52–53)

<sup>51</sup>Boje et al. (2014b, S. 7297)

<sup>52</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 53)

<sup>53</sup>Weissbach und Welfonder (2009, S. 30)

<sup>54</sup>Borsche et al. (2013, S. 1)

<sup>55</sup>Roberts und McDowall (2005, S. 25)

<sup>56</sup>Oudalov et al. (2006, S. 2208, 2211)

<sup>57</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 27–28)

<sup>58</sup>Borsche et al. (2013, S. 2)

<sup>59</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2003, S. 10)

<sup>60</sup>Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (2007, S. 51)

### 2.8.2. Vorgaben der Bundesnetzagentur bezüglich der Ausschreibung von Primärregelleistung

Im April 2011 veröffentlichte die Bundesnetzagentur neue Regeln für die Ausschreibung von Regelenergie, die bedeutende Änderungen unter anderem hinsichtlich der Mindestangebotsgröße und der Ausschreibungszeiträume brachte. Der Beschluss BK6-10-097 trat am 27.06.2011 in Kraft, ersetzte dabei die Regelungen des BK6-06-65 und ist bis heute gültig. Zudem überschreiben die Regelungen der Bundesnetzagentur, als oberste Kontrollinstanz, die Vorgaben der ÜNBs, sofern diese gegensätzlich sind. Im Folgenden werden einige der Regeln erläutert und mit den zuvor geltenden Regeln in Zusammenhang gebracht.<sup>61</sup>

Der Ausschreibungszeitraum für die PRL wird von einem Monat auf eine Woche reduziert. Diese Maßnahme ermöglicht mehr Flexibilität bei der Angebotserstellung und baut so, insbesondere für kleine Anbieter, eine Hürde für den Markteintritt ab. Auch die Kosten für die angebotene PRL sollen durch die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums sinken. Zum einen verringern sich die von den Anbietern eingepreisten Marktrisiken. Zum anderen können die Anbieter gezielter die Anlagen für die Bereitstellung von PRL einsetzen, die in der jeweiligen Woche am kostengünstigsten sind. Durch diese Optimierungsmöglichkeit wird der Wettbewerb unter den Anbietern um das günstigste Angebot verstärkt. Darüber hinaus ist auch bei einem einwöchigen Ausschreibungszeitraum für PRL die Kompatibilität mit anderen Stromprodukten gesichert, da an der Strombörse EEX bereits im Jahr 2010 Wochenprodukte eingeführt wurden.<sup>62</sup> Die Bundesnetzagentur verfolgt damit eine Strategie weiter, die sie bereits im Jahr 2007 mit dem Inkrafttreten des Beschlusses BK6-06-065 eingesetzt hatte. Damals wurde der Ausschreibungszeitraum von sechs Monaten auf einen Monat herabgesetzt, ebenfalls mit dem Ziel mehr Wettbewerb im Primärregelmarkt zu erzeugen.<sup>63</sup> Die Bundesnetzagentur erwägt sogar eine weitere Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf nur einen Tag, so dass der Primärregelmarkt auch dargebotsabhängigen Erzeugern, wie WEA, offen steht. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Bereitstellung von PRL von solchen Anbietern zunächst Marktreife erreicht. Denn nur dann ist zu erwarten, dass diese potentiellen neuen Anbieter das Minderangebot der etablierten Akteure, resultierend aus dem zusätzlichen organisatorischen und abwicklungstechnischen Mehraufwand einer täglichen Ausschreibung für die Anbieter, ausgleichen können.<sup>64</sup> Die Ausschreibung selbst findet immer am Dienstag der Vorwoche statt. Während die Anbieter der PRL, zur Minimierung ihrer Risiken, eine sehr kurzfristige Ausschreibung bevorzugen würden, muss den ÜNBs genug Zeit für den Ausgleich einer möglichen Bedarfsunterdeckung bei der Versteigerung eingeräumt werden, weswegen Donnerstag und Freitag für die Ausschreibung nicht in Frage kommen.

Da man eine zeitliche Kollision mit der Ausschreibung der SRL am Mittwoch vermeiden wollte, ergab sich der Dienstag als eine Kompromisslösung. Die Angebote können bis 15 Uhr abgegeben werden, wodurch eine zeitliche Überschneidung mit der Ausschreibung der Minutenreserve und dem Handel am Spotmarkt, die jeweils vormittags stattfinden, vermieden werden kann.<sup>65</sup>

Ein weiterer essentieller Bestandteil des Beschlusses BK6-10-097 ist die Herabsetzung der Mindestangebotsgröße von vormals +/- 5 MW auf nur noch +/- 1 MW. So erhalten mehr kleinere Anbieter einen Zugang zum Primärregelmarkt und Anbieter, die auf Grund der bisherigen Anforderungen, nur als ein Teil eines Anlagenpools am Primärregelmarkt teilnehmen konnten, haben nun die Möglichkeit selbstständig am Markt aufzutreten.<sup>66</sup> Die Bundesnetzagentur geht dabei auf eine Forderung ein, die unter anderem die Evonik Degussa GmbH vorgebracht hatte. Diese kritisierte, dass die bestehenden Regelungen zu sehr an den Gegebenheiten von Kraftwerken ausgerichtet sind. So seien aber auch Lithium-Ionen-Batterien hervorragend zur Bereitstellung von PRL geeignet. Zur Erprobung solcher neuer Technologien sind in der Regel zunächst Testanlagen mit geringerer Kapazität nötig, die eine geringere Mindestangebotsgröße bedingen.<sup>67</sup> Auch in diesem Fall wird eine Maßnahme des Beschlusses BK6-06-065 weiter verstärkt. Damals wurden die von den ÜNBs geforderte Mindestangebotsgröße von +/- 10 MW von der Bundesnetzagentur auf +/- 5 MW herabgesetzt. Auch die Mindestanlagenleistung von 2 MW wurde abgeschafft, während die Möglichkeit zur Poolung von Anlagen verschiedener Anbieter eingeführt wurde. Genau wie durch die beschriebenen Maßnahmen aus dem Jahr 2011 sollte auch damals mehr kleineren Anbietern die Teilnahme an den Ausschreibungen für PRL ermöglicht werden, um so die Konkurrenz auf dem Primärregelmarkt zu erhöhen.<sup>68</sup>

Im Beschluss BK6-10-097 wurden auch einige Regeln des BK6-06-065 unverändert übernommen. So gibt es weiterhin keine Unterteilung der PRL in Zeitscheiben, wie beispielsweise eine Haupt- und eine Nebenzeit mit unterschiedlichen Bedarfsmengen. Denn der Wechsel zwischen den Zeitscheiben hätte die Umsortierung der regelleistungserbringenden Anlagen und damit eine eingeschränkte Verfügbarkeit der PRL zu diesem Zeitpunkt zur Folge. Ebenfalls aus Gründen der Systemsicherheit erfolgt bei der PRL keine Differenzierung nach der Regelrichtung.<sup>69</sup> Dies hat für die Anbieter von PRL zur Folge, dass sie ihre angebotene Leistung je nach Verhalten der Netzfrequenz ans Netz abgeben oder von selbigen aufnehmen können müssen. Die PRL wird daher auch bei ihrer Ausschreibung als symmetrisches Produkt beschafft. Bei SRL und MRL dagegen kann unabhängig voneinander positive und negative Regelleistung angeboten werden.<sup>70</sup> Auf wei-

<sup>61</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 1–4)

<sup>62</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 22–25)

<sup>63</sup>Bundesnetzagentur (2007, S. 8–9)

<sup>64</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 28–29)

<sup>65</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 32–33)

<sup>66</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 39)

<sup>67</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 14)

<sup>68</sup>Bundesnetzagentur (2007, S. 18–19)

<sup>69</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 35–36)

<sup>70</sup>Consentec GmbH (2014, S. 21–22)

tere Details des Ausschreibungsverfahrens, wie beispielsweise die Vergütung, wird in Kapitel 5.2, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung, eingegangen.

### 2.9. Primärregelleistung im Ausland

Dass man bei der Vergütung von PRL durchaus andere Wege gehen kann, wird bei einem Blick ins Ausland deutlich. Die Ausgestaltung von PRL ist in den verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich. Selbst in Dänemark, das sich mit Deutschland in einem Netzregelverbund befindet (vgl. Kapitel 2.1.3) und dessen westliches Teilnetz sich synchron zum kontinentaleuropäischen Netz verhält, gibt es große Unterschiede im Vergleich zu Deutschland: Die Versteigerung der PRL findet am Vortag statt. Der kommende Tag wird dabei in 4-Stunden-Blöcken vermarktet, wobei das höchste noch angenommene Angebot den Preis für alle anderen Angebote setzt. Für positive und negative PRL kann getrennt geboten werden, sowohl hinsichtlich der Menge der angebotenen Leistung als auch dem Preis. Die positive PRL hat dabei in der Regel einen höheren Preis als die negative. Grundsätzlich werden außerdem in den Nachtstunden höhere Preise erzielt als am Tag. Die angebotene Leistung muss genau wie in Deutschland (vgl. Kapitel 2.7.2) mindestens 15 Minuten vorgehalten werden.<sup>71</sup> Insgesamt bietet der dänische Markt den Anbietern von PRL somit mehr Flexibilität bei der Angebotsstellung.

Hingegen ist in dem ebenfalls zum Zuständigkeitsbereich von ENTSO-E gehörenden Spanien sowie Teilen der USA die Erbringung von PRL verpflichtend für bestimmte Erzeugerklassen und wird nicht vergütet. Dieses System kann trotzdem als fair für die Erzeuger betrachtet werden, da alle Erzeugungseinheiten einer bestimmten Klasse den gleichen absoluten oder relativen Beitrag zur PRL erbringen müssen.<sup>72</sup>

### 3. Batterietechnik

Bei Energiespeichern unterscheidet man grundsätzlich zwischen physikalischen Speichern wie Schwungrädern und Kondensatoren und den chemischen Energiespeichern, zu denen neben den Brennstoffzellen auch Batterien gehören. Bei den Batterien gibt es eine Unterteilung zwischen den aufladbaren Sekundärbatterien und den nicht-wiederaufladbaren primären Systemen. Die Batterien setzen sich aus einer bestimmten Anzahl von Batteriezellen zusammen. Bei mindestens einer Sekundärzelle spricht man von einem Akkumulator. Ab zwei Sekundärzellen kann man auch von einer Sekundärbatterie sprechen. Im alltäglichen Sprachgebrauch werden die Begriffe Akkumulator und Batterie häufig synonym verwendet. Die einzelnen galvanischen Zellen wandeln chemische in elektrische Energie um und bestehen mindestens aus einer positiven und einer negativen Elektrode, einem Separator, der beide elektrisch voneinander isoliert und so einen Kurzschluss verhindert, sowie einem Elektrolyt, der die Elektroden umgibt.<sup>73</sup> Beim Entladen findet an

der Anode genannten Minuselektrode eine Oxidation und an der Kathode genannten Plus-elektrode eine Reduktion statt. Für diese Redoxreaktionen ist das sogenannte Aktivmaterial der Elektroden zuständig. Sie finden an dessen Grenzschicht zum Elektrolyten statt und haben meist eine Volumenänderung der Elektroden zur Folge. Beim Laden kehrt sich der chemische Prozess um und der Strom fließt in umgekehrter Richtung. Dabei müssten die Bezeichnungen der Elektroden eigentlich vertauscht werden. Um Verwirrungen vorzubeugen wird die Zuordnung von Anode und Kathode vom Entladefall auch für die Ladung der Batterie beibehalten. Ein weiterer Bestandteil der Elektroden ist der Ableiter, der mit dem Aktivmaterial meist nicht identisch ist, sondern vielmehr als Trägermedium für selbiges wirkt. Daneben hat er die Aufgabe, die bei den Reaktionen benötigten bzw. freiwerdenden Elektronen zuzuführen bzw. abzuleiten. Der Ableiter ist meist metallisch und sollte sowohl eine chemische Widerstandsfähigkeit gegenüber dem Elektrolyten aufweisen, als auch mechanisch stabil sein.<sup>74</sup>

Eine wichtige Kenngröße für Batterien ist ihre Energiedichte. Sie gibt an wie viel Energie in Wattstunden (Wh) eine Batterie entweder im Bezug auf ihr Volumen oder ihrer Masse speichern kann. In letzterem Fall spricht man von der spezifischen Energiedichte, die in Wh/kg angegeben wird. Um das Speichervermögen von Batterien auszudrücken wird häufig auch die in Amperestunden (Ah) angegebene Kapazität verwendet. Daneben ist die Leistungsdichte eine weitere wichtige Kenngröße für Batterien. Je größer sie ist, desto besser ist die Batterie in der Lage große Energiemengen in kurzer Zeit abzugeben.<sup>75</sup> Je nach ihrer Optimierung sind Batterien entweder auf hohe Energiemengen oder eine hohe Leistung ausgelegt, jeweils zum Nachteil des anderen Parameters. So können hohe Energiedichten durch den Einsatz von leichten Aktivmaterialien, die den Austausch möglichst vieler Elektronen ermöglichen, und durch eine möglichst kleine Auslegung des Stromableiters, hinsichtlich Masse und Volumen, erreicht werden. Hohe Leistungsdichten werden hingegen durch möglichst große Elektrodenoberflächen, bei gleichzeitig möglichst kleinem Abstand zwischen ihnen, und durch einen möglichst kleinen ohmschen Innenwiderstand der Bauteile erreicht. Zusätzlich wirkt sich die Wahl von Elektrodenmaterialien, die eine möglichst große Zellspannung ergeben, positiv für beide Optimierungsrichtungen aus.<sup>76</sup>

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Eigenschaften von Batterien ist die Temperatur bei der sie betrieben werden. So führt ein Temperaturanstieg zu einer Erhöhung der Leitfähigkeit des Elektrolyten. Gleichzeitig sinkt die Leitfähigkeit des Ableiters. Da dessen Auswirkungen auf den ohmschen Gesamtwiderstand allerdings gering sind, führt ein Temperaturanstieg zu einer Erhöhung der Leitfähigkeit der Batterie und letztlich auch zu einer Erhöhung der tatsächlich nutzbaren Kapazität. Bei einer Temperaturerhöhung laufen die Lade- und Entladereaktionen schneller ab, wobei die

<sup>71</sup>Swierczynski et al. (2013, S. 488, 491)

<sup>72</sup>Rebours et al. (2007b, S. 359-361)

<sup>73</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 18, 26-32, 79)

<sup>74</sup>Retzbach (2008, S. 31-32)

<sup>75</sup>Retzbach (2008, S. 47-50)

<sup>76</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 29-30, 81)

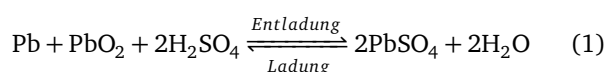


Faustformel gilt, dass sich die Reaktionsgeschwindigkeit bei einem Temperaturanstieg von 10°C verdoppelt. Das Gleiche gilt jedoch leider auch für die unerwünschten Nebenreaktionen, die die Selbstentladung der Batterie verstärken und ihre Alterung beschleunigen. Vor allem ab Temperaturen über 50°C erreichen die Batterien ihr Lebensende viel schneller.<sup>77</sup>

Allgemein gilt das Ende der Lebensdauer einer Batterie als erreicht, wenn diese nur noch 80% ihrer Nennkapazität aufweist. Man differenziert dabei zwischen der kalendrischen und der nutzungsbezogenen Lebensdauer. Bei Ersterer besteht eine große Abhängigkeit vom Ausmaß der Nebenreaktionen. Der Hauptgrund für eine nutzungsbedingte Alterung sind Volumenänderungen an den aktiven Elektroden. Vor allem von ihnen hängt ab, nach welcher Anzahl Zyklen die Batterie das Ende ihrer Lebensdauer erreicht.<sup>78</sup> Im Folgenden wird der Aufbau, das Funktionsprinzip und Eigenschaften von Bleisäurebatterien und Lithium-Ionen-Batterien erläutert. Im anschließenden Kapitel 4 werden dann Batteriespeichersysteme mit diesen beiden Technologien auf ihre Eignung für die Bereitstellung von PRL untersucht.

### 3.1. Bleisäurebatterien

Bis auf den Elektrolyt aus verdünnter Schwefelsäure und dem Separator, der in der Regel aus Polyethylen oder Polypropylen besteht, sind die meisten Bauteile der Bleisäurebatterie aus Bleiverbindungen, was das Recycling am Ende der Lebensdauer erleichtert. Die gitterförmigen Stromableiter sind aus reinem Blei oder einer Bleilegierung gefertigt. Das Aktivmaterial wird an der negativen Elektrode von Blei (Pb) und an der Kathode von Bleidioxid (PbO<sub>2</sub>) gebildet. Bei Bleisäurebatterien sind theoretisch spezifische Energiedichten von bis zu 161 Wh/kg möglich. Die für eine hohe Energiedichte nötigen dünnen Stromableiter neigen jedoch stärker zu Gitterkorrosion, wodurch die Lebensdauer verkürzt wird. So sind in der Praxis Energiedichten von 25-45 Wh/kg üblich.<sup>79</sup>



Gesamtreaktion für die Ladung und Entladung einer Bleisäurebatterie

Beim Entladevorgang (vgl. Gleichung 1) werden beide Aktivmaterialien in eine Kristallstruktur aus Bleisulfat (PbSO<sub>4</sub>) umgewandelt. Die für die Reaktion nötigen Sulfationen stammen aus dem schwefelsäurehaltigen Elektrolyt (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) und dienen gleichzeitig als Ladungsträger. Nahe der vollständigen Entladung steigt daher, auf Grund der kaum noch vorhandenen Leitfähigkeit, der Innenwiderstand stark an, was zu starken Verzögerungen beim anschließenden Wiederaufladen führt.<sup>80</sup> Eine vollständige Entladung ist daher schon aus operativen Gründen nicht empfehlenswert. Neben der

beabsichtigten Entladung tritt bei Bleisäurebatterien auch eine Selbstentladung auf, die 3% der Nennkapazität pro Monat beträgt. Dies gilt für eine Zelltemperatur von 20°C. Da die Selbstentladung von der Intensität der ungewollten Nebenreaktionen abhängt, verdoppelt sie sich bei einem Temperaturanstieg von 10°C. (vgl. Kapitel 3)

Bei den Bleisäurebatterien mit geschlossener Bauart tritt beispielsweise eine Gasung genannte Nebenreaktion auf, bei der, unter Verbrauch von Wasser, Sauerstoff und Wasserstoff gebildet wird.<sup>81</sup> Diese haben eine mit einem Stopfen verschlossene Öffnung, durch die das bei der Gasung entstehende Gemisch entweichen und gegebenenfalls Wasser nachgefüllt werden kann. Die Bleisäurebatterien der sog. verschlossenen Bauart bedürfen keiner solchen Öffnung: Durch die Rekombination des sich bildenden Wasserstoffs und Sauerstoffs kann ein Wasserverbrauch verhindert werden. Diese Systeme können daher als wartungsfrei bezeichnet werden. Da ein Transport des Gases, auf Grund seiner geringen Löslichkeit, nicht im flüssigen Elektrolyt erfolgen kann, muss dieser in einem Porensystem gebunden werden, um den für die Rekombination nötigen Austausch des Gases zwischen den Elektroden zu ermöglichen. Bei den Blei-Gel-Batterien wird der Elektrolyt in einem Gel aus Siliziumdioxid gebunden, bei den Blei-Vlies-Batterien hingegen in einem Vlies. Letztere Bauart weist nicht nur eine im Vergleich mit anderen Bleisäurebatterien hohe Energiedichte auf, sondern, auf Grund eines hohen Automatisierungsgrades bei der Herstellung, auch niedrige Produktionskosten. Darüber hinaus ist auch der im Vergleich zu Blei-Gel-Batterien niedrigere Innenwiderstand vorteilhaft.<sup>82</sup>

Zu den Vorteilen der Bleisäurebatterien zählen, neben dem günstigen Preis und der hohen Zellenspannung, auch der große Erfahrungsschatz im Betrieb dieses Batterietyps. Die Schwachpunkte dieser Batterietechnologie sind dagegen unter anderen die mit bis zu 40 Wh/kg eher klein ausfallende Energiedichte und die hohe Empfindlichkeit gegenüber tiefen Entladungen und hohen Zyklenzahlen.<sup>83</sup> Zum Wohle ihrer Lebensdauer sollten Bleisäurebatterien keinen hohen Temperaturen ausgesetzt sein und auch nicht längere Zeit im entladenen Zustand gehalten werden. Vielmehr ist die Chemie dieses Batterietyps im vollgeladenen Zustand am stabilsten. Daher sollten Bleisäurebatterien, die sich unter normalen Betriebsbedingungen in einem halbgeladenen Zustand befinden, in mehrwöchigen Abständen einmal voll geladen werden.<sup>84</sup> Bleisäurebatterien werden zur Zeit vor allem zum Sicherstellen einer unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt. Obwohl die gefluteten (geschlossene Bauweise) Bleisäurebatterien am zuverlässigsten sind, haben die verschlossenen Bautypen bei den Notstromversorgungssystemen, unter anderem wegen ihrer geringen Unterhaltskosten und ihrer kompakten Bauweise, die Marktführung inne.<sup>85</sup> Oudalov

<sup>77</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 27)

<sup>78</sup>Retzbach (2008, S. 55-56)

<sup>79</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 33-36, 46-47)

<sup>80</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 70-72)

<sup>81</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 52)

<sup>82</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 82, 88-90)

<sup>83</sup>Retzbach (2008, S. 69-70)

<sup>84</sup>Retzbach (2008, S. 86-88)

<sup>85</sup>Joseph und Shahidehpour (2006, S. 4)

et al. halten für große Batteriespeichersysteme ebenfalls den Einsatz der verschlossenen Bauweise, wegen ihrer hohen Effizienz und den geringen Anschaffungskosten, für vorteilhaft, auch wenn ihre Lebensdauer vergleichsweise gering ist.<sup>86</sup>

### 3.2. Lithium-Ionen-Batterien

Die Lithium-Ionen-Zellen beruhen auf einem anderem chemischen Grundprinzip als beispielsweise die eben beschriebenen Bleisäurebatterien, bei denen eine sogenannte Rekonstitution stattfindet: Beim Laden bzw. Entladen wird das Aktivmaterial in einen anderen Stoff umgewandelt. Bei Lithium-Ionen Batterien entstehen im Betrieb keine neuen Phasen, vielmehr werden gasförmige Lithium-Ionen nur in einem Wirtsgitter der Elektroden eingelagert. Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 2 veranschaulicht: Beim Laden geben die in der Kathode eingelagerten Lithiumatome ein Elektron ab und wandern als positiv geladene Lithium-Ionen durch den lithium-ionen-haltigen Elektrolyt zur negativen Elektrode, werden dort unter Aufnahme eines Elektrons neutralisiert und im Wirtsgitter der Anode eingelagert. Diese Einlagerung der Lithiumatome wird als Interkalation bezeichnet. Beim Entladen findet dieser Prozess wegen der Stromumkehr in der entgegengesetzten Richtung statt. Da dieses hin und her wandern der Lithium-Ionen an die Bewegung eines Schaukelstuhls erinnert wurden die Lithium-Ionen-Batterien früher häufig als "Rocking Chair"-Batterien bezeichnet.<sup>87</sup>

Eine Besonderheit der Lithium-Ionen-Batterien ist die Vielzahl an Materialkombinationen, die für die Elektroden verwendet werden können. Dieser Umstand macht die Lithium-Ionen-Batterien sehr vielseitig einsetzbar, da sie durch die Wahl der Elektrodenmaterialien an den jeweiligen Einsatzzweck angepasst werden können. Grundsätzliche Stärken all dieser Systeme sind ein hoher energetischer Wirkungsgrad von bis zu 95% und eine hohe Energiedichte, die durch die hohen Zellspannungen von bis zu 4,2 Volt ermöglicht wird. Die Ableiter der Elektroden sind an der Kathode meist aus Aluminium und auf der negativen Seite in der Regel aus Kupfer gefertigt. Als Material für den Separator wird, wie bei den Bleisäurebatterien, häufig Polyethylen und Polypropylen verwendet.<sup>88</sup>

Wichtig für den Durchbruch der Lithium-Ionen-Technologie war das Finden eines Elektrolyten, der über weite Temperaturbereiche stabil ist, den Ableiter der positiven Elektrode nicht angreift und dazu noch eine hohe Leitfähigkeit aufweist. Diese Eigenschaften erfüllt eine Kombination aus Lithiumhexafluorophosphat als Leitsalz und einem organischen Lösungsmittelgemisch, das unter anderem Ethylen-carbonat und Propylencarbonat enthält, bisher am Besten.<sup>89</sup> Ebenfalls entscheidend für den heutigen Erfolg war der Einsatz von Elektrodenmaterialien, die begünstigend für die

Interkalation sind. Eine Schlüsseleigenschaft ist dabei die sogenannte Stöchiometriebreite, die bezogen auf die Lithium-Ionen-Zellen aussagt, wie viele Lithiumatome reversibel in den Elektroden eingelagert werden können, ohne dass es dadurch zu größeren Änderungen in der Struktur des Wirtsgitters kommt, die eine verringerte Zyklenlebensdauer zur Folge hätten. Eine hohe Stöchiometriebreite ermöglicht somit die hohe Energiedichte der Lithium-Ionen-Batterien, da diese mit der Zahl der Lithiumatome, die im Elektrodengitter eingelagert werden können, steigt.<sup>90</sup>

Im Folgenden werden einige gängige Aktivmaterialien für Anoden und Kathoden von Lithium-Ionen-Batterien vorgestellt.

Auf Seiten der Anode ist Graphit als Aktivmaterial dominierend. Es zeichnet sich vor allem durch sein sechseckiges, sehr flaches Kohlenstoffgitter aus, dessen Schichtabstand sich durch die Interkalation von Lithium-Atomen nur um 9% vergrößert. Da das Laden bzw. Entladen somit als hochgradig reversibler Prozess abläuft sind Lebensdauern von über 1.000 Zyklen möglich. Vorteilhaft ist, neben der ausreichenden Leitfähigkeit, außerdem die spezifische Kapazität von bis zu 380 mAh/g, vor allem im Vergleich zu ca. 200 mAh/g des amorphen Kohlenstoffs, der zur Markteinführung der Lithium-Ionen-Batterie häufig als Anodenmaterial verwendet wurde.<sup>91</sup> Ein neuartiges Elektrodenmaterial für die Anode stellt das sogenannte Lithium-Titanat ( $Li_4Ti_5O_{12}$ ) dar. Durch die, im Vergleich zu Graphit, niedrigere Zellspannung ergibt sich eine auf 150 mAh/g reduzierte Speicherkapazität. Die Stärken des Lithium-Titanat liegen in seiner Beständigkeit. Da bei der Interkalation keinerlei Volumenänderung auftritt und es außerdem sehr robust gegenüber falscher Handhabung ist, können bis zum Lebensende mehrere tausend Zyklen durchlaufen werden.<sup>92</sup> Während auf Grund der geringen Zellspannung und Energiedichte ein Einsatz von Lithium-Titanat im mobilen Bereich unwahrscheinlich erscheint, ist es besonders für Anwendungen geeignet, die ein hohes Maß an Stabilität und Zuverlässigkeit erfordern.<sup>93</sup>

Auf der Seite der Kathoden ist aus historischen und praktischen Gründen das Lithium-Cobaltoxid ( $LiCoO_2$ ) das meist verwendete Aktivmaterial. Es zeichnet sich durch eine hohe spezifische Kapazität von 150 mAh/g und eine hohe Potentialdifferenz von 4,2 Volt gegenüber Graphit aus. Ein Überschreiten dieses Spannungswertes führt zu einer Materialzersetzung in Verbindung mit einer stark exothermen Reaktion und stellt somit ein Sicherheitsrisiko dar. Als weitestgehend Eigensicher gilt dagegen das Lithium-Mangan-Oxid ( $LiMn_2O_4$ ; LMO), das dafür jedoch nur eine spezifische Kapazität von 120 mAh/g erreicht. Ein neuer Ansatz ist die Verwendung von Mischkathoden, bestehend aus den Metalloxiden Nickel, Mangan und Kobalt ( $Li(Ni_xCo_yMn_z)O_2$ ; NMC). Bei dieser Variante kann über den Anteil der einzelnen Metalloxide die Ausprägung der jeweiligen Eigenschaften ein-

<sup>86</sup>Oudalov et al. (2006, S. 2206)

<sup>87</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 104–105)

<sup>88</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 193–198)

<sup>89</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 203–204)

<sup>90</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 204–207)

<sup>91</sup>Retzbach (2008, S. 132–133)

<sup>92</sup>Retzbach (2008, S. 133–134)

<sup>93</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 112–113)

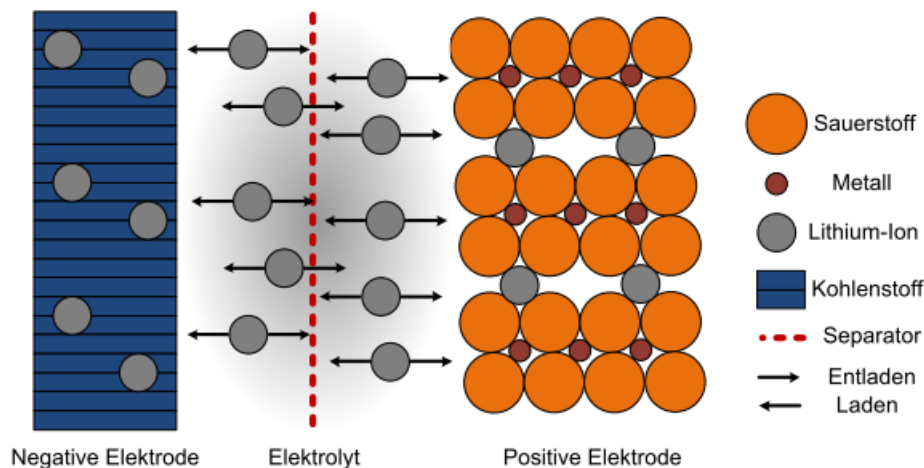


Abbildung 2: Funktionsprinzip der Lithium-Ionen Batterien (Quelle: Fuchs et al. (2012))

gestellt werden.<sup>94</sup> Die spezifische Kapazität liegt so zwischen 130-160mAh/g.<sup>95</sup> Ein weiteres, sehr vielversprechendes Kathodenmaterial ist Lithium-Eisen-Phosphat ( $LiFePO_4$ ; LFP). Es zeichnet sich neben seiner hohen spezifischen Kapazität von 160 mAh/g vor allem durch seine überragende Langzeitstabilität aus: Wichtiger als die Tolerierung begrenzter Überspannungen ist dabei die geringe interkalationsbedingte Volumenänderung von nur 7%. So sind Lebensdauern von mehreren tausend Zyklen möglich. Ein weiterer Vorteil des LFP ist die hohe Verfügbarkeit und der günstige Preis des benötigten Rohmaterials.<sup>96</sup> Nachteilig an LFP ist dagegen seine geringe Leitfähigkeit. Diese kann jedoch durch einen Überzug mit Kohlenstoff erhöht werden.<sup>97</sup>

Bei der Selbstentladung sind die Lithium-Ionen Batterien, mit einer Rate von 2-3% der Kapazität pro Monat bei Zimmertemperatur, allen anderen Batterietypen überlegen. Neben hohen Temperaturen und fortgeschrittenen Zellalter verstärken auch die hohen Ladespannungen nahe der Vollladung die Selbstentladung, da sie die Intensität der Nebenreaktionen verstärken.<sup>98</sup> Zum Wohle der Lebensdauer sollten daher Vollladungen vermieden werden. Ideal für die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien ist ein Ladezustand zwischen 30-70%.<sup>99</sup> Diese Anforderung ist mit den Einsatzbedingungen bei der Bereitstellung von PRL sehr gut vereinbar: Die Auflage jederzeit positive und negative Regelleistung anbieten zu können (vgl. Kapitel 2.8.2), bedingt für den anbietenden Batteriespeicher einen mittleren Ladezustand von 50%.

### 3.3. Nickel-Cadmium- und Nickel-Metalhydrid-Batterien

Eine weitere bekannte Batterietechnologie sind die Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd). Doch obwohl sie gegenüber Blei-

säurebatterien einige Vorteile aufweisen, wie eine hohe Energiedichte und ein gutes Entladeverhalten bei tiefen Temperaturen, sind NiCd-Batterien wegen des giftigen Schwermetalls Cadmium nahezu vom Markt verschwunden. Auch die Nickel-Metalhydrid-Batterien (NiMH) werden trotz einer hohen Energie- und Leistungsdichte zunehmend aus dem Markt verdrängt: Der Preis von Lithium-Ionen-Batterien ist in den letzten Jahren stark gesunken und gleicht sich immer mehr dem Preis für NiMH-Batterien an. Dabei ist diese neue Technologie den NiMH-Batterien in einigen Punkten überlegen: So können Lithium-Ionen-Batterien auf Grund ihrer hohen Spannungslage Energiedichten von bis zu 150 Wh/kg erzielen, während NiMH-Batterien nur rund 80 Wh/kg erreichen. Auch der Bereich der nutzbaren Ladungszustände ist bei Lithium-Ionen-Batterien größer und die Zyklenlebensdauer höher als bei NiMH-Batterien.<sup>100</sup> NiCd- und NiMH-Batterien sollen daher zugunsten der Lithium-Ionen-Technologie in dieser Arbeit nicht weiter behandelt werden.

## 4. Batteriespeichersysteme für die Erbringung von Primärregelleistung

### 4.1. Batteriemanagementsystem

Normalerweise sind Batterien direkt mit der Einheit verbunden, in der die eingespeicherte Energie verbraucht wird. Batteriespeicher, die Netzdienstleistungen wie die PRL erbringen sollen, sind jedoch mit dem Wechselstromnetz verbunden. Die dazu nötigen großformatigen Batteriestränge müssen dazu durch ein Batteriemanagementsystem (BMS) ergänzt werden, das in der Regel aus einer Steuereinheit für die Batteriestränge, einem Temperaturregelungssystem und einem Umrichter besteht. Durch die Kombination der Batterie mit dem BMS entsteht ein modulares, zuverlässiges und effizientes Batteriespeichersystem (BSS).<sup>101</sup>

<sup>94</sup>Retzbach (2008, S. 134–135) So lässt sich die Überladestabilität des Manganoxids mit der hohen Kapazität des Cobaltoxids vereinen.

<sup>95</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 117)

<sup>96</sup>Retzbach (2008, S. 135–136)

<sup>97</sup>Scrosati und Garche (2010, S. 2424)

<sup>98</sup>Retzbach (2008, S. 148)

<sup>99</sup>Jossen und Weydanz (2006, S. 150–151)

<sup>100</sup>Birke und Schiemann (2013, S. 120, 153, 232–233)

<sup>101</sup>Mercier et al. (2009, S. 1470)

Bei der Entladung der Batterie hat das BMS die folgenden Aufgaben zu erfüllen: Während durch die Steuereinheit des BMS die Spannung und die Stromstärke für eine maximale Leistungsabgabe eingestellt werden kann, hat der Umrichter die Aufgabe den aus der Batterie gespeicherten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln und mit dem Wechselstrom des Übertragungsnetzes zu synchronisieren.<sup>102</sup> Das Temperaturregelungssystem wird mit wachsenden Stromstärken immer wichtiger, da die resultierende Erhitzung der Zellen schädlich für die Lebensdauer des BSS ist. Neben einer generellen Erwärmung soll vor allem eine ungleichmäßige Erwärmung verhindert werden.<sup>103</sup>

Für die Anschaffungskosten des BMS gelten andere Grundsätze als für die Batteriestränge. Während sich die nötige Auslegungsgröße, und damit auch die Kosten, bei einem Batteriespeicher primär nach der geforderten Energiekapazität richtet, hängt die Auslegung des Umrichters des BMS nur von der gewünschten Nennleistung ab.<sup>104</sup> Insgesamt können die Kosten für das BMS mehr als 25% der Gesamtkosten eines BSS ausmachen. Derzeit gibt es aber eine rasante technologische Entwicklung auf diesem Gebiet, die vor allem durch den Vormarsch der EE getrieben ist, bei denen ähnliche Managementsysteme für den Netzanschluss erforderlich sind. So ist zu erwarten, dass die BMS zukünftig noch verlässlicher arbeiten und gleichzeitig günstiger in der Anschaffung sind.<sup>105</sup>

#### 4.2. Eigenschaften von Batteriespeichersystemen

Bevor auf die Eignung der BSS für die Erbringung von PRL eingegangen wird, sollen an dieser Stelle zunächst anhand der Eigenschaften der BSS die Unterschiede zu den thermischen Kraftwerken herausgearbeitet werden, die bisher den überwiegenden Teil der Regelleistung erbringen (vgl. Kapitel 2).

Ein entscheidender Unterschied liegt in der Natur der BSS als Speichereinheit. Während die Leistungsabgabe bei konventionellen Kraftwerken unabhängig von früheren Betriebszuständen erfolgt, ist sie bei BSS von der zu einem früheren Zeitpunkt eingespeicherten Energie abhängig. Die Möglichkeit zur Einspeicherung, also zur Aufnahme von Energie aus dem Netz, fehlt wiederum den konventionellen Kraftwerken. Während den BSS durch ihre Lade- und Entladevorgänge somit zwei Betriebsmodi zur Verfügung stehen, gibt es bei thermischen Kraftwerken nur den Zustand der Leistungsabgabe.<sup>106</sup> Ein weiterer Unterschied ergibt sich aus der sehr kurzen Reaktionszeit der BSS: Ihnen ist es möglich innerhalb von Millisekunden ihre Nennleistung abzugeben oder aufzunehmen. Bei konventionellen Erzeugungseinheiten kommt es dagegen zu Verzögerungen von 15 - 30 Sekunden.<sup>107</sup>

Weitere positive Eigenschaften von BSS sind zum einen ihre Modularität, die eine einfache Skalierung ermöglicht, und zum anderen ihre Unabhängigkeit von geographischen Gegebenheiten, die sie überall einsetzbar macht. Nachteilig sind hingegen, trotz sinkender Preise, weiterhin die hohen Anschaffungskosten von BSS im Vergleich zu ihrer Energiekapazität. So werden sie vor allem für Anwendungen rentabel sein, die hohe Nennleistungen im Vergleich zur Speicherkapazität erfordern.<sup>108</sup> Die Bereitstellung von PRL ist, wegen der kurzen Abrufzeiten von maximal einer halben Stunde (vgl. Kap. 2.8.1), dementsprechend eine potentielle Anwendung für BSS. Unabhängig davon, ob BSS nach heutigen Maßstäben für die Erbringung von PRL geeignet sind, könnten sie in Zukunft eine Notwendigkeit für die Sicherstellung der Systemstabilität sein. Dies wird im folgenden Abschnitt genauer erläutert.

#### 4.3. Neue Herausforderungen als Chance für Batteriespeichersysteme

Eine wichtige Eigenschaft der konventionellen Kraftwerke für die Systemstabilität ist ihre Rotationsträgheit. Sie entsteht durch die in den rotierenden Massen der Generatoren gespeicherte kinetische Energie. Diese wird bei einem Absinken der Netzfrequenz abgegeben. Im umgekehrten Fall kann auch zusätzliche kinetische Energie vom Netz aufgenommen werden. Die Rotationsträgheit der konventionellen Kraftwerke trägt somit zur Stabilisierung des Netzes bei. Da die WEA und PV-Anlagen über Wechselrichter mit dem Stromnetz verbunden sind und daher keine Rotationsträgheit besitzen, führt der Ausbau der EE grundsätzlich zu einem Rückgang an Rotationsfähigkeit und zudem zu einer Fluktuation der Rotationsträgheit, da die Einspeiseleistung von WEA und PV-Anlagen stark über die Zeit schwankt. Lag die Rotationssträgheit früher noch konstant bei 6 Sekunden, sinkt sie heutzutage zeitweise auf 3 - 4 Sekunden ab. Die Frequenz ändert sich also schneller und erfordert daher auch eine schnellere Frequenzregulierung.<sup>109</sup> Bisher wird Anlagen, die PRL erbringen 30 Sekunden Zeit zum Hochfahren eingeräumt. Der Verlust an Rotationsträgheit kann jedoch Anlagen erforderlich machen, die die Regelleistung schneller erbringen können. Auch aus ökonomischen und ökologischen Gründen sollten die konventionellen Kraftwerke zunehmend durch andere Anbieter von Regelleistung ersetzt werden. Um die PRL zu erbringen müssen konventionelle Kraftwerke zumindest im Teillastbetrieb gehalten werden. Durch den Ausbau der EE laufen diese Kraftwerke daher zu manchen Zeiten nur, um PRL bereitstellen zu können und verursachen dadurch unnötige Kosten und einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß.<sup>110</sup> BSS dagegen können dank ihrer zwei Betriebsmodi die Regelleistung aus einer Ruheposition heraus erbringen und reagieren dabei innerhalb von Millisekunden (vgl. Kapitel 4.2). Während BSS also für zukünftige Herausforderungen des Energienetzes bestens geeignet sind, soll im folgenden Abschnitt dargestellt werden,

<sup>102</sup> Joseph und Shahidehpour (2006, S. 4)

<sup>103</sup> Jossen und Weydanz (2006, S. 245)

<sup>104</sup> Anderson und Carr (1993, S. 476)

<sup>105</sup> Divya und Østergaard (2009, S. 514)

<sup>106</sup> Lo und Anderson (1999, S. 825)

<sup>107</sup> Oudalov et al. (2006, S. 2208)

<sup>108</sup> Koller et al. (2013, S. 1)

<sup>109</sup> Boje et al. (2014b, S. 7290-7293)

<sup>110</sup> Boje et al. (2014a, S. 4038)

ob sie sich auch nach heutigen Gesichtspunkten schon für die Erbringung von PRL eignen.

#### 4.4. Eignung für die Bereitstellung von Primärregelleistung

Batteriespeicher für die Bereitstellung von Primärregelleistung zu nutzen ist keinesfalls eine neue Idee. So wurde bereits 1987 in Westberlin ein auf Bleisäure basierendes BSS, mit einer Speicherkapazität von 14,4 MWh und einer Leistung von 8,5 MW für die Frequenzregelung errichtet. Kunisch et al. kamen damals schon zu der Einschätzung, dass BSS zwar für andere Systemdienstleistungen nicht so gut geeignet, aber, sowohl aus praktischer als auch ökonomischer Sicht, vielversprechend für die Bereitstellung von PRL im Berliner Inselfsystem<sup>111</sup> sind.<sup>112</sup> Heutzutage ist das gesamte deutsche Energiesystem Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Daher soll in dieser Arbeit die Eignung und Wirtschaftlichkeit von BSS für die Bereitstellung von PRL für ein solches Umfeld untersucht werden. Ein Einsatz in Inselfsystemen soll dagegen nicht weiter betrachtet werden.

Ein Einsatz von BSS für die Bereitstellung von PRL macht laut Borsche et al. nur Sinn, wenn dadurch die Systemstabilität nicht gefährdet wird. So muss trotz der begrenzten Speicherkapazität von BSS sichergestellt sein, dass sie das Referenzereignis (vgl. Kapitel 2.2) jederzeit, also auch wenn bereits Leistung zum Laden bzw. Entladen verwendet wird, meistern können: Für einen Zeitraum von 15 Minuten ist die volle Abrufleistung zu erbringen (vgl. Kapitel 2.8.2). Direkt nach einer PRL-Abrufung kann bei den BSS zur Aufrechterhaltung der Einsatzbereitschaft eine Ladung bzw. Entladung nötig sein. Um die Systemstabilität sicher zu stellen, müssen die Anbieter von SRL daher genügend Leistungskapazität aufweisen, um neben ihrer regulären Abrufung auch diese zusätzliche Leistungsanforderung zu stemmen.<sup>113</sup> Laut Boje et al. entsteht durch den Einsatz von BSS zur Bereitstellung von PRL jedoch kein zusätzlicher Beschaffungsbedarf an SRL. In der von ihnen durchgeführten Ausfallrechnung konnten die BSS außerdem in jedem Szenario ihre Eignung beweisen. Die BSS seien daher für die Erbringung von PRL genauso verlässlich wie konventionelle Kraftwerke.<sup>114</sup>

Nach den Regelungen der Bundesnetzagentur muss die PRL immer in gleicher Höhe für beide Regelrichtungen angeboten werden (vgl. Kapitel 2.8.3). Damit BSS diese Vorgabe erfüllen können, also jederzeit die volle angebotene Leistung abgeben oder aufnehmen können, ergibt sich für diese ein mittlerer Ladezustand von 50%. Batterietechnologien, die für die Erbringung von PRL eingesetzt werden, sollten daher bei dieser Betriebsweise effizient arbeiten können. Laut Swierczynski et al. sind die Lithium-Ionen-Batterien sehr gut für die Erbringung von PRL geeignet. Denn gerade Ladestände um die 50% sind ideal für die Lebensdauer dieses Batterietyps. Darüber hinaus können sie in kurzen Zeiträumen von bis zu

15 Minuten sehr hohe Leistungen abgeben.<sup>115</sup> Auch Koller et al. sehen für ein BSS zur Erbringung von Regelleistung vor allem die Lithium-Ionen-Technologie als geeignet an, da sie eine hohe Effizienz haben und die geforderte Leistung innerhalb von Sekunden erbringen können. So schafft in der Praxis ein in Zürich errichtetes BSS mit einer Nennleistung von 1 MW den Wechsel von der maximalen negativen zur maximalen positiven Abrufung in weniger als einer Sekunde. In den ersten zwei Jahren des Betriebs des Speichers konnten auch, abgesehen von einer technisch unvermeidbaren bei der ersten Ladung, keine weiteren Kapazitätseinbußen festgestellt werden.<sup>116</sup>

Anders als bei Lithium-Ionen-Batterien ist für Bleisäurebatterien ein mittlerer Ladungszustand (State of Charge; SoC) von 50% nicht ideal für die Lebensdauer (vgl. Kapitel 3.1). Eine Vergrößerung der Zyklenlebensdauer lässt sich bei der verschlossenen Bauform aber durch einen Überzug der Anode mit Kohlenstoff erreichen. Laut Doughty et al. basiert ein Großteil der Energiespeicher, die für die Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden, auf Bleisäurebatterien.<sup>117</sup> Allerdings werden laut Fuchs et al., wegen des großen Aufsehens um die Lithium-Ionen-Technologie, Bleisäurebatterien als Basis für zukünftige BSS nicht hinreichend berücksichtigt. Dabei sprechen die recht günstigen Betriebskosten und vor allem die vergleichsweise geringen Investitionskosten für einen Einsatz der Bleisäuretechnologie zur Bereitstellung von PRL.<sup>118</sup> In dieser Arbeit soll daher neben einem fiktiven BSS mit Lithium-Ionen-Technologie auch eine entsprechende Anlage mit Bleisäurebatterien auf ihre Wirtschaftlichkeit bei der Erbringung von PRL überprüft werden.

Die Eignung von BSS zeigt sich auch darin, dass bereits Batteriespeicher in Deutschland den Präqualifizierungsprozess erfolgreich durchlaufen haben und PRL bereitstellen. Beispielsweise die Anlage der Wemag AG in Schwerin mit einer Speicherkapazität von 5 MWh und einer Nennleistung von 5 MW. Der Erfolg dieses Projektes lässt sich jedoch nicht verallgemeinern, da es durch die Bundesregierung mit Fördergeldern in Höhe von 20% der Investitionskosten von 6,5 Millionen Euro unterstützt wurde.<sup>119</sup> Vor kurzem sind zudem, durch neue Regelungen der ÜNB, die im folgenden Abschnitt erläutert werden, die Anforderungen an BSS, die PRL erbringen wollen, gestiegen. In dieser Arbeit soll daher die Wirtschaftlichkeit unter normalen Marktbedingungen und unter Einhaltung der neuen Regelungen untersucht werden.

#### 4.5. Zusatzanforderungen für Batteriespeicher

Am 26.08.2015 haben die ÜNB auf ihrer gemeinsamen Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) neue Anforderungen für BSS veröffentlicht, die am Markt für PRL teilnehmen wollen. Nach der Neuregelung müssen die Betreiber von BSS einen Vollabruf für 30 Minuten, in positiver als auch negativer

<sup>111</sup>Westberlin war auf Grund der politischen Umstände zur damaligen Zeit ein Inselfsystem

<sup>112</sup>Kunisch et al. (1986, S. 41–42, 46)

<sup>113</sup>Borsche et al. (2013, S. 3)

<sup>114</sup>Boje et al. (2014a, S. 4043)

<sup>115</sup>Swierczynski et al. (2013, S. 488)

<sup>116</sup>Koller et al. (2015, S. 128–130)

<sup>117</sup>Doughty et al. (2010, S. 49)

<sup>118</sup>Fuchs et al. (2012, S. 43)

<sup>119</sup>Kempkens (2014a)

Richtung, sicherstellen können. Die deutschen ÜNB richten sich dabei nach den zukünftigen Anforderungen des "Network Code on Load-Frequency-Control and Reserves", der in der Europäischen Union eingeführt werden soll.<sup>120</sup>

In der Neuregelung wurden außerdem für die BSS zulässige Ladezustandsbereiche, je nach deren Auslegungsverhältnis von Speicherkapazität und angebotener Leistung, festgelegt. Dieser Arbeitsbereich des Ladezustandes muss im sogenannten Normalbetrieb, bei dem die Frequenzabweichungen grundsätzlich kleiner als 50 mHz sind, jederzeit eingehalten werden. Dies muss vorab durch Simulationen bewiesen werden. Der Arbeitsbereich darf nur bei Auftreten der in Tabelle 1 beschriebenen Fälle verlassen werden. Spätestens 2 Stunden nach der Rückkehr in den Normalbetrieb muss sich der Ladezustand wieder im Arbeitsbereich befinden. Die obere und untere Grenze des Arbeitsbereiches errechnet sich aus der sog. nutzbaren Speicherkapazität und der angebotenen Leistung, wie in den Formeln 2 und 3 dargestellt. Die sog. nutzbare Speicherkapazität muss dabei im Rahmen eines von den ÜNB festgelegten Testverfahrens ermittelt werden. Für ein BSS mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,25 MWh und einer angebotenen Leistung von 1 MW ist somit ein Ladezustand zwischen 60% und 40% zulässig.<sup>121</sup>

$$C_{oG} = \frac{E_{nutzbar} - 0,5h \cdot P_{angeboten}}{E_{nutzbar}} \quad (2)$$

$$C_{uG} = \frac{0,5h \cdot P_{angeboten}}{E_{nutzbar}} \quad (3)$$

#### Obere und untere Grenze des Arbeitsbereichs

Für zulässige Ladestrategien zur Einhaltung des Arbeitsbereiches verweist das Dokument auf die "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung". Die darin enthaltenen Vorgehensweisen werden in Kapitel 5.4 erläutert. Damit auch während der Lade- und Entladevorgänge, die zur Sicherstellung des Ladezustands im Arbeitsbereich nötig sind, eine volle Abrufung der PRL möglich ist, muss die Leistungselektronik um das 1,25 fache größer ausgelegt sein als die angebotene Leistung.<sup>122</sup>

Auch wenn ein BSS alle der aufgeführten Anforderungen erfüllt, ist eine Präqualifikation nur auf Widerruf möglich, da es sich bei den Regelungen um vorläufige handelt, die jederzeit durch neue Anpassungen ersetzt werden können. Zudem sollen zukünftige Präqualifizierungskriterien auch für bestehende Anlagen gelten.<sup>123</sup> Diese abschließende Bemerkung stößt bei Tobias Struck, dem Leiter des Bereiches "Energiespeicher und Projekte" der Wemag AG auf Kritik. Sie bedeute einen großen Unsicherheitsfaktor für Betreiber von Batteriespeichern, vor allem auch für zukünftige Speicherprojekte.

Die erhöhten Anforderungen für Batteriespeicher hält er für unbegründet, da sie weder von der Wissenschaft für nötig erachtet, noch im Ausland so praktiziert werden.<sup>124</sup> Falls sich dieser Verdacht der Unnötigkeit erhärten sollte, stellen die neuen Regelungen der ÜNB einen Verstoß gegen § 23 EnWG dar, der vorschreibt, dass die Regelungen zum Ausgleich des Energieversorgungsnetzes sachlich gerechtfertigt sein müssen. Falls sie nicht sachlich gerechtfertigt sind, würden die Neuregelungen zudem die Betreiber von Batteriespeichern gegenüber anderen Anbietern von PRL diskriminieren und daher gegen eine weitere Vorgabe des § 23 EnWG verstoßen.<sup>125</sup>

#### 5. Wirtschaftlichkeitsberechnung für ein fiktives Batteriespeichersystems

In Kapitel 4 wurden die wichtigsten Eigenschaften von BSS und ihre Eignung für die Bereitstellung von PRL dargestellt, sowie die damit einhergehenden Zusatzanforderungen, erläutert. Nun soll für ein fiktives, auf Bleisäurebatterien bzw. auf der Lithium-Ionen-Technologie basierendes BSS jeweils die Wirtschaftlichkeit überprüft und abschließend vergleichend dargestellt werden. Viele der bisher realisierten Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL sind nicht rentabel zu betreiben, da sie überdimensioniert sind. Sie wurden nämlich nicht nach ökonomischen Gesichtspunkten ausgelegt, sondern sollten vor allem die technische Machbarkeit solcher Systeme verdeutlichen.<sup>126</sup> So hat auch ein Energiespeicher, der zur Zeit in Aachen errichtet wird, neben der Erbringung von PRL, vor allem die Forschung an weiteren Anwendungen für BSS und die Erprobung verschiedener Batterietechnologien zum Ziel.<sup>127</sup> Das fiktive BSS in dieser Abschlussarbeit soll dagegen ganz nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgelegt werden, um herauszufinden, ob BSS unter Marktbedingungen profitabel PRL bereitstellen können.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb eines BSS ist es entscheidend, die Speicherkapazität für eine gegebene bereitgestellte Leistung zu minimieren. Für einen optimalen Betrieb sollten daneben auch die Auslegung der Leistungskapazität, operative Kosten, wie die Beschaffung von Energie zum Nachladen der Batterie, und die Alterung des BSS möglichst klein gehalten werden.<sup>128</sup> Zur Profitmaximierung kann auch die Kombination des Batteriespeichers mit einer konventionellen Erzeugungseinheit beitragen, sodass die jeweiligen Stärken der Systeme vereint werden können. So würde bei der Erbringung von PRL die reaktionsschnelle Batterie nach kurzer Zeit abgelöst, so dass nur eine geringe Speicherkapazität erforderlich ist. Des weiteren ließe sich durch das gleichzeitige Anbieten mehrerer Dienstleistungen der erwirtschaftete Umsatz bei gleichbleibenden Kapitalkosten er-

<sup>120</sup>Deutsche ÜNB (2015, S. 3)

<sup>121</sup>Deutsche ÜNB (2015, S. 4, 7)

<sup>122</sup>Deutsche ÜNB (2015, S. 5)

<sup>123</sup>Deutsche ÜNB (2015, S. 9)

<sup>124</sup>vgl. Online-Appendix A2 - Wemag AG

<sup>125</sup>Deutscher Bundestag (2005)

<sup>126</sup>Mercier et al. (2009, S. 1469)

<sup>127</sup>vgl. Online-Appendix A3 - RWTH Aachen

<sup>128</sup>Borsche et al. (2013, S. 1)

**Tabelle 1:** Ausnahmen vom Normalbetrieb

	Frequenzabweichung	Mindestdauer
Ausnahme 1)	größer 200mHz	-
Ausnahme 2)	größer 100mHz	5 Minuten
Ausnahme 3)	größer 50mHz	15 Minuten

höhen.<sup>129</sup> Diese zwei Möglichkeiten zur Profitmaximierung werden in dieser Arbeit allerdings nicht weiter verfolgt, da untersucht werden soll, ob ein eigenständiges BSS nur durch die Bereitstellung von PRL rentabel betrieben werden kann.

### 5.1. Investitions- und Betriebskosten

Die Minimierung der Speicherkapazität ist deshalb so wichtig, da von ihr für eine gegebene Nennleistung die Investitionskosten direkt abhängen. Die Speicherkapazität stellt somit den Hauptkostentreiber eines BSS dar.<sup>130</sup> Um der zentralen Rolle der Investitionskosten bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Rechnung zu tragen, wurden für sie aktuelle Informationen von Herstellern und Betreibern von BSS eingeholt. In dem dazu erstellten Fragebogen wurden auch weitere Informationen über die Bereitstellung von PRL durch Batteriespeicher abgefragt.<sup>131</sup> Beispielsweise welche Batterietechnologie aus Sicht des Unternehmens sich am besten dafür eignet und wie hoch die erwartete Lebensdauer eines solchen BSS ist. Der Fragebogen wurde den adäquaten Ansprechpartnern per Mail übermittelt und im Fall der Wemag AG im Rahmen eines Telefoninterviews durchgesprochen. Die aus den Antworten resultierenden relevanten Erkenntnissen zu den Investitionskosten eines BSS sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Bei der Betrachtung der Werte fällt auf, dass sich mit einer Verdopplung der Nennleistung und der Speicherkapazität auch die Investitionskosten nahezu verzweifachen. Es sind somit fast keine Skaleneffekte ersichtlich. Laut Thomas Idinger von der Siemens AG treten Skaleneffekte spürbar erst ab Nennleistungen größer 10 MW auf.<sup>132</sup> Gleichzeitig führt eine Verdopplung der angebotenen Leistung zu einer Verzweifachung des Ertrages aus der Bereitstellung von PRL (siehe Kapitel 5.2). Insgesamt würde sich somit nahezu die gleiche Rentabilität ergeben wie im einfachen Fall. Daher soll für die weitere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur die Speicherkapazität variiert und eine Nennleistung von 1,25 MW für das fiktive BSS festgesetzt werden. Dieser Wert ergibt sich aus der Mindestangebotsgröße für die Erbringung von PRL von 1 MW (vgl. Kapitel 2.8.2) und einem Leistungspuffer von 25% der angebotenen Leistung, den die Regelungen der deutschen ÜNB bezüglich BSS, die PRL erbringen, vorsehen (vgl. Kapitel 4.5). Des Weiteren soll die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Seiten der Lithium-Ionen Technologie auf die Variante mit LFP als Kathodenmaterial fokussiert

werden, da diese die günstigsten Investitionskosten der drei Lithium-Ionen-Varianten aufweist. Unter der Annahme der linearen Entwicklung der Investitionskosten ergibt sich abhängig vom Verhältnis der Speicherkapazität zur Nennleistung (Kapazitäts-Leistungs-Verhältnis; KLV) ein fester Wert für die spezifischen Investitionskosten in €/kWh. Die Veränderung dieser Kosten in Abhängigkeit vom KLV lässt sich in einer Formel darstellen (siehe Formel 4). Mit Hilfe der Formel und den resultierenden spezifischen Investitionskosten lassen sich so die absoluten Investitionskosten für verschiedene KLV, mit einer Nennleistung von 1,25 MW als Basis, darstellen (siehe Tabelle 3).

$$k_{Li} = -150 \cdot KLV + 1275 \quad k_{Pb} = -250 \cdot KLV + 1250 \quad \left[ \frac{\text{EUR}}{\text{kWh}} \right] \quad (4)$$

#### Spezifische Kosten von Lithium-Ionen (LFP) und Blei-Gel BSS in Abhängigkeit vom KLV

Die Betriebskosten für die Lithium-Ionen-Technologie wurden mit Hilfe der Angabe eines Herstellers<sup>133</sup> von BSS ermittelt. Sie betragen demnach jährlich rund 2,5% der Investitionskosten.<sup>134</sup> Nach Auskunft der Exide Technologies GmbH wachsen die Betriebskosten linear mit der Auslegungsgröße und betragen pro MWh bzw. pro MW 8.000 Euro.<sup>135</sup> Die berechneten Werte für die jährlichen laufenden Kosten für die verschiedenen Technologien und Auslegungsgrößen sind ebenfalls der Tabelle 3 zu entnehmen. Es sei darauf hingewiesen, dass die aufgeführten Betriebskosten noch keine Aufwendungen für Fahrplangeschäfte zum Laden des BSS beinhalten. Erwartungsgemäß hat die Blei-Gel-Technologie, sowohl bei der Anschaffung als auch im laufenden Betrieb, Kostenvorteile gegenüber den Lithium-Ionen-Batteriesystemen (vgl. Kapitel 4.4). Für die Zukunft prognostiziert das Fraunhofer-Institut sinkende Investitionskosten bei gleichzeitig steigendem Wirkungsgrad und einer höheren zyklischen sowie kalendarischen Lebensdauer. So sollen bis zum Jahr 2050, im Vergleich zu den Investitionskosten im Jahr 2012, die Preise für Lithium-Ionen- und Bleisäurebatterien um rund 80% fallen.<sup>136</sup> Aus heutiger Sicht ist für ein BSS, das PRL bereitstellt, neben den Investitionskosten, vor allem der Erfolg bei den Ausschreibungen zur PRL für die Profitabilität entscheidend, wie im folgenden Abschnitt erläutert wird.

<sup>133</sup>Das Unternehmen hat um eine anonyme Behandlung seiner Daten gebeten

<sup>134</sup>vgl. Online-Appendix A6 - Herstellerangabe

<sup>135</sup>vgl. Online-Appendix A4 - Exide Technologies GmbH

<sup>136</sup>Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik et al. (2014, S. 20)

<sup>129</sup>Jin et al. (2011, S. 1–2)

<sup>130</sup>Oudalov et al. (2007, S. 1259)

<sup>131</sup>vgl. Online-Appendix A-1 Fragenkatalog

<sup>132</sup>vgl. Online-Appendix A5 - Siemens AG

**Tabelle 2:** Investitionskosten laut Angaben von Herstellern und Betreibern<sup>1</sup> Der Hersteller hat um eine Anonymisierung gebeten<sup>2</sup> Die Kostenangabe der Wemag AG bezog sich auf 5MWh/5MW und wurde linear heruntergebrochen

Vgl. auch Online-Appendix A5 - Siemens AG, Online-Appendix A6 - Herstellerangabe, Online-Appendix A2 - Wemag, Online-Appendix A4 - Exide Technologies GmbH

Anbieter/Betreiber	Technologie	1MWh/1MW	2MWh/1MW	2MWh/2MW
Siemens AG	Lithium-Ionen (NMC)	1.500.000€	2.500.000€	2.900.000€
Herstellerangabe <sup>1</sup>	Lithium-Ionen (LFP)	1.125.000€	1.950.000€	2.250.000€
Wemag AG <sup>2</sup>	Lithium-Ionen (LMO)	1.300.000€		2.600.000€
Exide Technologies GmbH	Blei- Gel	1.000.000€	1.500.000€	2.000.000€

**Tabelle 3:** Errechnete spezifische Kosten, Investitionskosten sowie jährliche Betriebskosten

Auslegung (MWh/MW):		1,0/1,25	1,125/1,25	1,25/1,25	1,375/1,25	1,5/1,25
KLV:		0,8	0,9	1	1,1	1,2
<b>Lithium-Ionen (LFP)</b>	spez. Kosten (€/kWh)	1.155,00€	1.140,00€	1.125,00€	1.110,00€	1.095,00
	Investitionskosten:	1.155.000,00€	1.282.500,00€	1.406.250,00€	1.526.250,00€	1.642.500,00€
	jährliche Betriebskosten	28.875,00€	32.062,50€	35.156,25€	38.156,25€	41.062,50€
<b>Blei Gel</b>	spez. Kosten (€/kWh)	1.050,00€	1.025,00€	1.000,00€	975,00€	950,00
	Investitionskosten:	1.050.000,00€	1.153.125,00€	1.250.000,00€	1.340.625,00€	1.425.000,00€
	jährliche Betriebskosten	18.000,00€	19.000,00€	20.000,00€	21.000,00€	22.000,00€

## 5.2. Erträge aus den Ausschreibungen zur Primärregelleistung

Bevor ein Anbieter Erträge aus der Bereitstellung von PRL erzielen kann, muss sein Angebot zunächst bei der wöchentlichen Ausschreibung (vgl. Kapitel 2.8.2) angenommen werden. Diese erfolgt auf der gemeinsam von den ÜNB betriebenen Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Dort werden nicht nur die Angebote, die jeweils aus einem Angebotsumfang in MW und einem in €/MW angegebenen Leistungspreis bestehen, sondern auch die Ausschreibungsergebnisse veröffentlicht. Die Bezuschlagung bzw. Ablehnung eines Anbieters richtet sich nach der Höhe des gebotenen Leistungspreises. Beginnend mit dem günstigsten Angebot erfolgt die Annahme nach steigendem Leistungspreis, bis die für die primäre Frequenzregelung benötigte Leistung erreicht ist.<sup>137</sup> Da die PRL regelzonenübergreifend ausgeschrieben wird,<sup>138</sup> handelt es sich dabei um den von der ENTSO-E für Deutschland festgelegten Beitrag zur kontinentaleuropäischen PRL in Höhe von 568 MW (vgl. Kapitel 2.2). Während bei SRL und MRL auch die Abrufung der Regelleistung über einen im Angebot des Anbieters spezifizierten Arbeitspreis vergütet wird, erfolgt bei der PRL nur eine Vergütung in Höhe des angebotenen Leistungspreises (pay-as-bid). In den Jahren 2008 bis 2013 stagnierte der durchschnittliche mittlere Leistungspreis um die 20 Euro pro MW und Stunde.<sup>139</sup> Auf den Ausschreibungszeitraum von einer Woche hochgerechnet ergibt sich so ein durchschnittlicher Ertrag von 3.360 Euro aus der Bezuschlagung bei der Ausschreibung der PRL.

Um die Erträge des fiktiven BSS aus der Bereitstellung von PRL für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zu bestimmen, wurden die Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2013 ausgewertet. Die entsprechenden Datensätze können auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) abgerufen werden und enthalten für jeden Ausschreibungszeitraum die Leistungspreise und Größe der bezuschlagten Angebote. Insgesamt wurden 52 Gebotsrunden berücksichtigt, beginnend mit der Woche vom 31.12.2012 - 06.01.2013 und abschließend mit dem Ausschreibungszeitraum vom 23.12.2013 - 29.12.2013. Anhand von Auswertungen der Daten in Microsoft Excel wurde eine ertragsoptimierte Bietstrategie für das fiktive BSS ermittelt.<sup>140</sup> Neben einer konservativen Strategie, die darauf ausgelegt ist, möglichst in jeder Gebotsrunde angenommen zu werden, wurde auch eine aggressive Strategie in Betracht gezogen, die Nichtbezuschlagungen in manchen Wochen zu Gunsten eines höheren Leistungspreises in Kauf nimmt. Ideal für den Ertrag wäre das Anbieten des größten, noch angenommenen Leistungspreises der aktuellen Ausschreibungsperiode. Dadurch ergäbe sich ein Jahresumsatz von 174.778 Euro und ein durchschnittlicher Leistungspreis von 3.361,12 Euro. Da jedoch die hierfür zu Grunde liegende Annahme von vollkommener Information nicht realistisch ist, wurde diese Bietstrategie nicht weiter berücksichtigt. Auf der anderen Seite ist ein Mitbieten für einen Ausschreibungszeitraum nur sinnvoll, wenn der erzielte Leistungspreis über den wöchentlichen Betriebskosten des BSS liegt, sofern man diese als variabel annimmt. Um diesen Sachverhalt für alle Gebotsrunden sicherzustellen, wurde der minimale Leistungspreis

<sup>137</sup>Jansen (2014, S. 27)<sup>138</sup>Bundesnetzagentur (2011, S. 37)<sup>139</sup>Consentec GmbH (2014, S. 22–24)<sup>140</sup>vgl. Online-Appendix A7 -Gebote



des Jahres 2013, in Höhe von 2.098 Euro, mit den erwarteten Betriebskosten aus Tabelle 3 verglichen. Kosten für die Beschaffung von Energie zum Ausgleich des Ladungszustandes werden dabei nicht berücksichtigt, da sie unter realen Umständen zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe nicht prognostizierbar sind. Im Ergebnis zeigt sich, dass ein Mitbieten in allen Gebotsrunden sinnvoll ist, da selbst die Verwendung der maximalen wöchentlichen Betriebskosten aller Varianten (789,66 €/Woche) in einem Überschuss von 1.308,34 Euro resultiert. Es sei noch hinzugefügt, dass die verwendeten Betriebskosten sicherlich auch fixe Bestandteile enthalten, die unabhängig von einer Teilnahme bzw. Annahme bei der PRL-Ausschreibung anfallen.

Die untersuchten Bietstrategien für das fiktive BSS basieren alle auf statistischen Parametern, wie Mittelwerte und Quantile, der Leistungspreise der angenommenen Angebote der Vorwochen und wären somit auch in der Realität praktikierbar. Für eine weitere Differenzierung der Bietstrategien wurden die Werte der statistischen Kenngrößen um bestimmte Prozentwerte erhöht bzw. erniedrigt. Die Prozentwerte wurden dabei so gewählt, dass sich auf Basis jedes verwendeten statistischen Parameters konventionelle und aggressive Bietstrategien ergeben<sup>141</sup>. Einige der 29 untersuchten Bietstrategien sind, nach dem Ertrag im Jahr 2013 geordnet, in Tabelle 4 dargestellt.

Es fällt auf, dass sich in der Spitzengruppe ausschließlich konservative Bietstrategien mit einer Annahmerate von 100% befinden. Am besten schneidet, mit einem Jahresertrag von 150.327,84 Euro, der um 4% verminderte Wert des 3. Quantils der in der Vorwoche akzeptierten Leistungspreise ab und wird daher als Basis für die weitere Wirtschaftlichkeitsüberprüfung verwendet. Die Ertragsunterschiede zwischen den konservativen Bietstrategien sind eher als marginal zu bezeichnen. So wird auch durch Bieten mit dem minimalen Leistungspreis der Vorwoche ein Ertrag von 145.516,00 Euro erwirtschaftet. Entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg ist also, möglichst für alle Ausschreibungszeiträume bezuschlagt zu werden. Die höheren Leistungspreise einer aggressiven Bietstrategie können den Verlust aus daraus resultierenden Ablehnungen in den Gebotsrunden nicht auffangen. Das liegt vor allem auch an der relativ geringen Preisspanne zwischen höchsten noch akzeptierten und niedrigsten Leistungspreis eines Ausschreibungszeitraumes. Der Median dieser Preisdifferenz im Jahr 2013 liegt bei nur 246,50 Euro, während der minimale Leistungspreis im gleichen Zeitraum 2.098 Euro betrug. Die Preisspanne der Leistungspreise bietet also nur sehr wenig Spielraum zum Ausgleich von nicht akzeptierten Geboten. Die Wemag AG verfolgt mit ihrem BSS in Schwerin ebenfalls eine konservative Bietstrategie, da die Erbringung von PRL der einzige Einsatzzweck und damit auch einzige Einnahmequelle des Speichers ist. Durch seine langjährige Erfahrung im Energiehandel versucht das Unternehmen die Annahme im wöchentlichen Ausschreibungsverfahren sicherzustellen und gleichzeitig den erzielten Leistungs-

preis zu optimieren.<sup>142</sup> Auch die für das fiktive BSS ausgewählte Bietstrategie wurde in allen Gebotsrunden des Jahres 2013 akzeptiert und muss somit für das ganze Jahr entsprechend den Frequenzabweichungen vom Sollwert PRL erbringen. Im folgenden Abschnitt soll das Ausmaß dieser Aktivierungen von PRL und die resultierenden Auswirkungen auf das BSS dargestellt werden.

### 5.3. Aktivierung der Primärregelleistung im Jahr 2013

Für den weiteren Verlauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven BSS zur Bereitstellung von PRL ist die Aktivierung von selbiger im beispielhaften Jahr 2013 eine zentrale Einflussgröße: Zum einen hängt von ihr der Umfang der Ausgleichsenergie ab, die benötigt wird, um den Ladezustand der Batterie im erlaubten Arbeitsbereich zu halten und die Einsatzbereitschaft des BSS für weitere Aktivierungen der PRL sicherzustellen. Da durch die Beschaffung der Ausgleichsenergie Kosten entstehen, beeinflusst der Umfang der Abrufung der PRL auch die Profitabilität des BSS. Zum anderen hängt von der Aktivierung der PRL (PRL-Aktivierung) auch ein großer Teil der Lade- und Entladezyklen und deren Tiefe ab, während für die restlichen Zyklen das Lademanagement des BSS verantwortlich ist. In diesem Zusammenhang soll ein Vollzyklus eine vollständige Entladung mit anschließender Vollladung bezeichnen. Auch das Lademanagement wird zum Teil von der PRL-Aktivierung beeinflusst, da der Einsatz einer der in Kapitel 5.4 vorgestellten Ladestrategien nur in Phasen ohne Abrufung von PRL erfolgen kann.

Für die Ermittlung der Aktivierung der PRL, konnte wegen ihrer direkten Abhängigkeit von der Frequenzabweichung von ihrem Sollwert (vgl. Kapitel 2.3), ein Datensatz ausgewertet werden, der die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz für jede Sekunde des Jahres 2013 enthält. Um mit den von der Internetseite des ÜNB 50 Hertz stammenden Daten<sup>143</sup> sinnvoll weiterarbeiten zu können, ist eine Aggregation nötig, wobei sich eine minutenscharfe Aufbereitung der Daten anbietet: So kann der Datensatz in einer Microsoft Excel-Datei verarbeitet werden, wobei gleichzeitig durch die resultierenden 525.600 Zeilen immer noch ein hinreichend großer Detaillierungsgrad erhalten bleibt. Noch vor der Aggregation wird die Netzfrequenz in den entsprechenden Aktivierungsgrad umgewandelt, so dass in der minutenscharfen Darstellung auch solche Aktivierungen berücksichtigt werden, die aus Frequenzverläufen nahe um die Grenze des Totband (vgl. Kapitel 2.3) herum resultieren. Eine direkte Aggregation der Netzfrequenz könnte in diesen Fällen einen Wert innerhalb des Totbands als Ergebnis haben, so dass für die entsprechende Minute, entgegen der Realität, keine Aktivierung verzeichnet würde. Eine unvermeidbare Beeinträchtigung der Datenintegrität bei der Aggregation entsteht durch Umkehrungen der Aktivierungsrichtung innerhalb von einer Minute, die von hier an als Intra-Min-Umkehr bezeichnet wird, da in solchen Fällen die positive

<sup>141</sup>vgl. Online-Appendix A7 - Gebote

<sup>142</sup>vgl. Online-Appendix A2 - Wemag AG

<sup>143</sup>Abrufbar unter <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Regelenergie-Downloadbereich>

**Tabelle 4:** Konservative und aggressive Bietstrategien im Vergleich

Rang	Bietstrategie	Annahmen (#)	Annahmen (%)	Jahresertrag	Ertrag/Annahme
1	3.Quartil-Vorwoche -4%	52	100%	150.327,84€	2.890,92€
2	Mittelwert-Vorwoche -2,5%	52	100%	150.219,96€	2.888,85€
3	Median-Vorwoche -2,75%	52	100%	148.951,02€	2.864,44€
4	3.Quartil-Vorwoche -5%	52	100%	148.761,93€	2.860,81€
5	Media-Vorwoche -3%	52	100%	148.568,11€	2.857,08€
11	Minimum-Vorwoche	52	100%	145.516,00€	2.798,38€
27	Media-Vorwoche +5%	25	48%	75.413,10€	3.016,52€
28	3.Quartil-Vorwoche +5%	20	38%	62.398,09€	3.119,90€
29	Maximum-Vorwoche	17	33%	52.559,00€	3.091,71€

mit der negativen Abrufung aufgerechnet wird und so eine ungewollte Glättung der PRL-Aktivierung entsteht. Ein solche Umkehr trat in 4,56% der Minuten des Jahres 2013 auf, eine Diskrepanz zwischen der maximalen negativen und positiven Abrufung von mehr als 10% Punkten allerdings nur in 0,7% aller Minuten.<sup>144</sup> Die Intra-Min-Umkehr stellt somit keine ernsthafte Gefahr für die Datengüte dar. Bei der Aggregation wurden für jede Minute des Jahres 2013 der minimale und maximale Wert, der Mittelwert, sowie der Median des Abrufungsgrades erfasst. Die weiteren Untersuchungen sollen primär auf Basis der Medianwerte der Abrufung durchgeführt werden, da so Ausreißerwerte weniger stark ins Gewicht fallen als bei Verwendung von Mittelwerten<sup>145</sup>. Das passt gut zu den in der Realität vorhandenen Trägheiten, wie beispielsweise im Übertragungsnetz (vgl. Kapitel 4.3).

Über den Abrufungsgrad und die vom fiktiven BSS angebotene Leistung von 1.000 kW lässt sich für jede Minute des Jahres 2013 die eingespeicherte bzw. entladene Energie darstellen. Insgesamt wurde 195,04 MWh positive und 161,39 MWh negative Regelleistung aktiviert. Beim Aufaddieren der Energiemengen, wird ein recht deutlicher Überhang der positiven PRL von 33,65 MWh ersichtlich, was 17,25% der gesamten erbrachten positiven PRL entspricht.<sup>146</sup> Aus dem Ausspeicherüberhang ergibt sich auch automatisch die Mindestmenge an Energie, die als Ausgleichsenergie in das BSS eingespeichert werden muss. Ein allein durch die Aktivierung der PRL bedingter Ausgleich des Ladezustands auf seinen Ausgangswert, ist nur zu Beginn des Jahres zu beobachten, da im restlichen Zeitraum die positive Abrufemenge der negativen vorausseilt. Dieser automatische Ausgleich trat bis einschließlich 27.01. insgesamt nur zehnmal im Jahr 2013 auf. Für die Bestimmung der Anzahl der Vollzyklen, die das BSS im Jahr durchlaufen hat, ist nicht der Saldo von positiver und negativer PRL von Bedeutung, sondern vielmehr die Einzelsummen der Beiden. Ein entscheidender Faktor ist dabei die Zyklentiefe, die in Prozent aussagt, wie stark eine Batterie im Vergleich zu ihrer gesamten Speicherkapazität entladen wurde. In der Literatur kursieren verschiedene Definitionen

dieser Entladetiefe. In dieser Arbeit soll sich die Entladetiefe nur auf halbe Zyklen beziehen, beispielsweise die Tiefe einer Entladung bezogen auf die Speicherkapazität. Eine nachfolgende Ladung der Batterie stellt schon den nächsten Zyklus mit eigener Zyklentiefe dar.<sup>147</sup> Für die Ermittlung der Zyklentiefen der PRL-Aktivierungen ist es zunächst erforderlich den Betrag der prozentualen Ladung bzw. Entladung für die einzelnen Minuten zu ermitteln. Danach werden diejenigen Minuten, die jeweils Teil der identischen PRL-Abrufung sind, in einem Zyklus zusammengefasst und dabei die Einzelwerte der Lade- bzw. Entladetiefen zur Zyklentiefe aufaddiert. Dabei sollen PRL-Aktivierungen in die gleiche Richtung, die nur durch eine Ruhephase, aber keine entgegengerichtete Abrufung unterbrochen werden, in einem Zyklus zusammengefasst werden. Insgesamt ergeben sich so für das Jahr 2013 23.614 Zyklen, die, auf Basis einer Speicherkapazität des BSS von 1 MWh, jedoch nur eine durchschnittliche Zyklentiefe von 0,75% aufweisen. So haben 76,73% der PRL-Aktivierungen eine Zyklentiefe von weniger als 1% der Speicherkapazität. Aufaddiert sind die einzelnen Zyklen äquivalent zu 89,11 Vollzyklen, die jeweils aus einer vollständigen Entladung und anschließender Vollladung des Batteriespeichers bestehen. In 43,98% der Minuten des Jahres 2013 erfolgte keine PRL-Aktivierung.<sup>148</sup> Diese Ergebnisse decken sich mit jenen einer Untersuchung von Oudalov et al. aus dem Jahr 2007, bei der die PRL-Aktivierung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz des Jahres 2005 ausgewertet wurde. Ebenfalls auf Basis eines KLV von 1, hatten 80% der Zyklen eine Tiefe von weniger als 0,3% der Speicherkapazität.<sup>149</sup> Die eben erläuterten Ergebnisse der Auswertung der PRL-Aktivierung im Jahr 2013 sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Die in diesem Abschnitt ermittelte äquivalente Vollzyklenzahl auf Grund der PRL-Aktivierung ist ein Einflussfaktor für die Lebensdauer des BSS. Bisher nicht berücksichtigt wurden Zyklen, die durch das Lademanagement des BSS hervorgerufen werden. Diese sollen im folgenden Abschnitt ermittelt werden, in dem die nach den Regelungen der ÜNB

<sup>144</sup>vgl. Online-Appendix A8 - PRL-Aktivierung

<sup>145</sup>Lippe (1993)

<sup>146</sup>vgl. Online-Appendix A8 - PRL-Aktivierung

<sup>147</sup>Koller et al. (2013, S. 2)

<sup>148</sup>vgl. Online-Appendix A8 - PRL-Aktivierung

<sup>149</sup>Oudalov et al. (2007, S. 1262)

**Tabelle 5:** Aktivierung der PRL im Jahr 2013 und resultierende Zyklisierung eines 1MWh/1MW BS

<b>Alle Auslegungsvarianten</b>			
Positive Abrufung (MWh)	195,04	Intra-Min-Umkehr (% der Minuten)	4,55%
Negative Abrufung (MWh)	-161,39	- 10% Umkehr	0,70%
Abrufungssaldo (MWh)	33,65	- 20% Umkehr	0,12%
- Anteil an pos. Abrufung	17,25%	Keine Abrufung (% der Minuten)	43,98%
<b>Auslegungsvariante: 1MWh Speicherkapazität &amp; 1 MW Angebotene Leistung</b>			
Zyklenzahl	23614	Maximale Zyklentiefe (% der Speicherkap.)	34,68%
äquivalente Vollzyklenzahl	89,11	Mittlere Zyklentiefe (% der Speicherkap.)	0,75%
Maximale Zyklendauer (Minuten)	337	Median der Zyklentiefe (% der Speicherkap.)	0,26%
Mittlere Zyklendauer (Minuten)	12,47	Anteil Zyklen mit Zyklentiefe $\leq$ 1%	76,73%

erlaubten Verfahren zum Lademanagement vorgestellt und in Abhängigkeit verschiedener Auslegungsgrößen des BSS angewendet werden.

#### 5.4. Lademanagement

Da sich die Abrufemengen der positiven und negativen Regelenergie nicht ausgleichen (vgl. Kapitel 5.3), ist zwangsläufig ein vom Betreiber gesteuertes Laden bzw. Entladen des Energiespeichers nötig. Außerdem sehen die Regelungen der ÜNB bezüglich BSS, die PRL erbringen, nur einen begrenzten Bereich vor, in dem der Ladezustand schwanken darf (vgl. Kapitel 4.5) und verweisen für zulässige Ladestrategien auf die "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung", die im April 2014 von den deutschen ÜNB veröffentlicht wurden. Diese sehen Fahrplangeschäfte vor, um den Ladezustand innerhalb des Arbeitsbereiches zu halten bzw. dorthin zurückzukehren. Betreiber von Batteriespeichern haben so die Möglichkeit sich durch bilaterale Geschäfte oder über den Börsenhandel Energiemengen zu beschaffen oder zu verkaufen. Diese Geschäfte sind den ÜNB mindestens 15 Minuten im Voraus mitzuteilen, damit die entsprechende physikalische Erbringung dieser Energiemengen gewährleistet werden kann. Die Geschäfte selbst folgen ebenfalls einem viertelstündlichen Intervall. Zur Unterstützung dieses Batterielademanagements darf im Totband PRL erbracht werden, allerdings nur wenn ein systemkonformes Verhalten vom Speicherbetreiber sichergestellt werden kann. So darf bei Frequenzen im Totband über 50Hz nur negative PRL und entsprechend unter 50 Hz nur positive PRL erbracht werden. Von zentraler Bedeutung ist dabei die Genauigkeit der Frequenzmessung: Es darf durch Messungenauigkeiten keinesfalls die Systemstabilität beeinträchtigt werden, so dass um 50 Hz herum ein ihnen entsprechender Puffer gebildet wird, in dem keine Regelleistung erbracht werden darf.<sup>150</sup> Nach einer von den ÜNBs 50Hertz, Tennet und TransnetBW eingeholten Auskunft, richtet sich die Erbringung der PRL im Totband, wie bei einer regulären PRL-Aktivierung, linear nach der Frequenzabweichung. Während

Untererbringungen im Totband erlaubt sind, dürfen Überbringungen nicht erfolgen, da sie eine PRL-Aktivierung in entgegengesetzter Richtung auslösen könnten.<sup>151</sup> Von dieser zusätzlichen Möglichkeit des Lademanagements soll auch in der Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven BSS Gebrauch gemacht werden.

Diese Ladeverfahren sollen nun in Abhängigkeit von der PRL-Aktivierung und unter Berücksichtigung der Vorgaben der ÜNB, bezüglich des Arbeitsbereiches des Ladezustandes, auf verschiedene Dimensionierungen des fiktiven BSS angewendet werden. Ein entscheidender Faktor ist dabei auch der Wirkungsgrad des fiktiven BSS. So verstärken die beim Einspeichern von Energie auftretenden Verluste den vorhandenen Überhang der positiven Regelleistung (vgl. Kapitel 5.3) und erhöhen außerdem, entsprechend ihres Ausmaßes, die über Fahrplangeschäfte zu beschaffende Energiemenge zum Ausgleich des Ladezustands auf seinen Sollwert. Koller et al. haben bei einem auf Lithium-Ionen basierendem BSS einen durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 85% festgestellt, wobei 5% der Verluste auf das BMS zurückzuführen sind. Der exakte Gesamtwirkungsgrad hängt vor allem vom Leistungsniveau ab, auf dem das BSS betrieben wird. Seine Ermittlung ist komplex, da die Lithium-Ionen-Batterie besonders effizient bei niedrigen Leistungen arbeitet, während das BMS jedoch bei hohen Leistungen seine höchste Effizienz aufweist.<sup>152</sup> Auf der Bleisäure-Technologie basierende BSS haben laut Fuchs et al. einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 77,5%.<sup>153</sup> Die genannten Effizienzwerte sollen für die entsprechenden Varianten des fiktiven BSS übernommen werden und komplett mit den Einspeichervorgängen durch PRL-Aktivierung, Totbandladung oder Ausgleichsladungen, verrechnet werden. Für die Entladevorgänge wird im Gegenzug ein Wirkungsgrad von 100% angenommen.

Aus den Regelungen der ÜNB ergibt sich für ein Lithium-Ionen BSS mit 1,25 MWh Speicherkapazität und einer angebotenen Leistung von 1 MW ein Ladungszustand von 60%

<sup>150</sup>Deutsche ÜNB (2014b, S. 4–5)

<sup>151</sup>vgl. Online-Appendix A12 - 50Hertz Transmissions GmbH, Online-Appendix A13 - Tennet TSO GmbH, Online-Appendix A14 - TransnetBW GmbH

<sup>152</sup>Koller et al. (2015, S. 130–131)

<sup>153</sup>Fuchs et al. (2012, S. 44)

für die obere Grenze und ein SoC von 40% für die untere Grenze des Arbeitsbereichs. (vgl. Kapitel 4.5) Sobald einer der beiden Grenzwerte erreicht ist, wird der Ladungszustand durch Beschaffung von 125 kWh auf seinen Sollwert von 50% ausgeglichen. Wie in der Realität wurde bei der Anforderung der Ausgleichsenergie eine Zeitverzögerung von 15 Minuten implementiert. Der Ladestandsausgleich erfolgt mit den dafür vorgesehenen Leistungspuffer in Höhe von 25% der angebotenen Leistung (vgl. Kapitel 4.5). Somit vergehen von der Anforderung des Fahrplangeschäftes bis zur Vollendung der Ausgleichsladung exakt 45 Minuten. Für das Jahr 2013 müssten für die 631 durchgeführten Einspeichervorgänge insgesamt 92,79 MWh, beispielsweise über den Spot-Markt der Strombörse, beschafft werden. Der entsprechende Strompreis lag im Juni 2015 bei 3 ct/kWh.<sup>154</sup> Im Gegenzug werden zum Ausgleich des SoC auf 50% auch 30 MWh aus dem BSS entladen, die sich auf 240 Vorgänge verteilen. Unter der Annahme, dass die durch das Lademanagement ausgespeicherte Energie zu denselben Konditionen verkauft werden kann wie die für das Nachladen des BSS zu beschaffende Energie, muss für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des BSS nur der Überhang der eingespeicherten im Vergleich zur ausgespeicherten Energie kostentechnisch erfasst werden. Mit einer Erhöhung des KLV steigt auch die Menge an Ausgleichsenergie, die bei Erreichen einer Grenze des Arbeitsbereiches angefordert wird. Da aber gleichzeitig die Zahl der Einspeicher- und Auspeichervorgänge deutlich zurückgeht, ergibt sich für das ganze Jahr ein verringerter Bedarf an Ausgleichsenergie. So sinkt bei einer Auslegungsgröße von 1,5 MWh die durch das Lademanagement eingespeicherte Energiemenge um 14,6% auf 79,4 MWh.<sup>155</sup> Bei Blei-Gel-BSS sind auf Grund des niedrigeren Wirkungsgrades im Vergleich zur Lithium-Ionen-Technologie bei gleichem KLV auf das Jahr gesehen mehr Einspeichervorgänge und weniger Entladungsvorgänge notwendig. So ergibt sich bei einer Auslegungsgröße von 1,25 MWh ein Saldo zu Gunsten der Einspeicherung von 83,99 MWh, im Vergleich zu 62,79 MWh bei einem Lithium-Ionen-BSS. Für die Ermittlung der Lebensdauer der verschiedenen BSS-Varianten im folgenden Kapitel ist von Bedeutung, wie viele äquivalente Vollzyklen das BSS durch das Lademanagement durchläuft. Die einzelnen Ausgleichsvorgänge haben, bei eben verwendeten KLV, eine Zyklentiefe von 10% der Speicherkapazität des BSS und sind in der Summe äquivalent zu 43,55 Vollzyklen bzw. 43,7 Vollzyklen bei einem Blei-Gel-BSS. Weitere 13,66 bzw. 12,82 Vollzyklen werden durch die Totbandladung verursacht.<sup>156</sup>

Durch die bei BSS übliche zeitabhängige Selbstentladung erhöht sich die zu beschaffende Menge Ausgleichsenergie. Laut den Angaben von Fuchs et al. beträgt die Selbstentladung bei der Lithium-Ionen-BSS 5% und bei der Bleisäure-BSS 12% der gespeicherten Energie pro Monat.<sup>157</sup> Der Wert für die Bleisäuretechnologie soll dabei für das Blei-Gel-BSS

übernommen werden. Als Berechnungsbasis für die Verluste durch Selbstentladung soll die Energiemenge dienen, die dem Zielladezustand von 50% entspricht. Die entsprechenden Werte sind zusammen mit anderen bereits erläuterten Ergebnissen in Tabelle 6 zusammengefasst. Die aus der Selbstentladung resultierenden zusätzlichen Ladevorgänge sollen in Form von äquivalenten Vollzyklen bei der im folgenden Kapitel beschriebenen Ermittlung der Lebensdauern der verschiedenen Varianten des fiktiven BSS berücksichtigt werden.

### 5.5. Erwartete Lebensdauer

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven BSS soll eine Projektlaufzeit von 20 Jahren angenommen werden. In diesem Kapitel soll überprüft werden ob die zyklische und kalendarische Lebensdauer der verwendeten Batterietechnologien für die gesamte Projektlaufzeit ausreichend ist oder ob gegebenenfalls eine Zweitinvestition nötig wird. In den vorherigen Kapiteln wurden dazu bereits für die PRL-Aktivierung, das Lademanagement, die Totbandladung und die Selbstentladung die jeweilige Anzahl äquivalenter Vollzyklen bestimmt. Diese Einzelwerte werden nun zu einer Jahressumme aufaddiert und auf die Projektlaufzeit hochgerechnet. Für ein Lithium-Ionen-BSS mit einer Auslegungsgröße von 1,25 MWh ergeben sich so 2.426,56 äquivalente Vollzyklen die innerhalb von 20 Jahren durchlaufen werden müssen (vgl. Tabelle 7).

Laut einer Auskunft der Siemens AG können Lithium-Ionen-BSS mit NMC als Kathodenmaterial über ihre Lebensdauer ungefähr 5.000 Vollzyklen erbringen.<sup>158</sup> Da die für das fiktive BSS verwendete LFP-Technologie besonders langzeitstabil sein soll (vgl. Kapitel 3.2)<sup>159</sup>, kann hier ein mindestens ebenso großer Wert erwartet werden. Die Zykluslebensdauer wäre durch die 20-jährige Bereitstellung von PRL also bei weitem noch nicht ausgereizt. Die kalendarische Lebensdauer von Lithium-Ionen-BSS liegt laut Fuchs et al. bei bis zu 20 Jahren. Ein Erreichen dieses Wertes ist unter anderem vom durchschnittlichen SoC abhängig.<sup>160</sup> Da der Zielladezustand des fiktiven BSS von 50% sehr vorteilhaft für die Lebensdauer von Lithium-Ionen Batterien ist (vgl. Kapitel 3.2), soll für die weitere Wirtschaftlichkeitsberechnung eine kalendarische Lebensdauer von 20 Jahre für das Lithium-Ionen-BSS angenommen werden. Das auf der Blei-Gel-Technologie basierende BSS mit 1,25 MWh Auslegungsgröße kann mit einer zu erwarteten Zykluslebensdauer von 2.900 äquivalenten Vollzyklen ebenfalls die Zyklisierungsanforderungen einer 20 jährigen Bereitstellung von PRL erfüllen. Die kalendarische Lebensdauer beträgt laut Hersteller jedoch nur 15 Jahre.<sup>161</sup> Da ein mittlerer Ladezustand von 50% zudem ungünstig für die Lebensdauer von Bleibatterien ist (vgl. Kapitel 2.1), kann mit einer Nutzung über die angegebene kalendarische Lebensdauer hinaus nicht gerechnet werden. Somit wird

<sup>154</sup>Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2015)

<sup>155</sup>vgl. Online-Appendix A9 - Ladeverfahren

<sup>156</sup>vgl. Online-Appendix A9 - Ladeverfahren

<sup>157</sup>Fuchs et al. (2012, S. 42–44)

<sup>158</sup>vgl. Online-Appendix A5 - Siemens AG

<sup>159</sup>vgl. Online-Appendix A6 - Herstellerangabe

<sup>160</sup>Fuchs et al. (2012, S. 42)

<sup>161</sup>vgl. Online-Appendix A4 - Exide Technologies GmbH

**Tabelle 6:** Ausgleichsladung, Totbandladung und Selbstentladung

	AuslegungsgroÙe (MWh)							
	1,125	1,25	1,375	1,5	1,125	1,25	1,375	1,5
obere Grenze Arbeitsbereich	55,56%	60,00%	63,64%	66,67%	55,56%	60,00%	63,64%	66,67%
untere Grenze Arbeitsbereich	44,44%	40,00%	36,36%	33,33%	44,44%	40,00%	36,36%	33,33%
	Lithium-Ionen (LFP)				Blei-Gel			
Einspeichermenge Ausgleich (MWh)	130,59	92,79	84,93	79,41	148,31	108,87	100,65	96,45
Ausspeichermenge Ausgleich (MWh)	-58,50	-30,00	-25,31	-21,50	-49,88	-24,88	-18,75	-16,50
Einspeichermenge Totban (MWh)	19,99	21,57	22,92	23,53	18,95	21,31	21,72	22,27
Ausspeichermenge Totband (MWh)	-14,63	-12,58	-11,81	-11,54	-14,05	-10,74	-10,95	-10,45
Selbstentladung pro Jahr (MWh)	337,50	375,00	412,50	450,00	810,00	900,00	990,00	1080,00

**Tabelle 7:** Zyklenanforderungen an und zyklische Lebensdauer von Lithium-Ionen (LFP) und Blei-Gel BSS

		AuslegungsgroÙe (MWh)			
		1125	1250	1375	1500
<b>Lithium-Ionen (LFP)</b>	jährliche Zyklenanforderung	170,10	128,67	113,06	100,94
	Zyklenanforderung 20 Jahre	3402,03	2573,44	2261,29	2018,80
	Zykluslebensdauer	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00
	zyklisches Lebensende (Jahren)	29,39	38,86	44,22	49,53
<b>Blei-Gel</b>	jährliche Zyklenanforderung	167,59	128,27	112,33	101,19
	Zyklenanforderung 20 Jahre	3351,79	2565,44	2246,61	2023,88
	Zykluslebensdauer	2900,00	2900,00	2900,00	2900,00
	zyklisches Lebensende (Jahren)	17,30	22,61	25,82	28,66

bei dem Blei-Gel-BSS nach 15 Jahren eine Ersatzinvestition in die Batterietechnik notwendig. Am Ende der Projektlaufzeit von 20 Jahren soll der Restwert der Blei-Gel-Batterie als Liquidationserlös verbucht werden.

### 5.6. Dimensionierung des BSS

Das Kapitel Dimensionierung dreht sich nicht nur um die absoluten Werte von Nennleistung und Speicherkapazität, sondern vor allem auch um das KLV, einem Parameter, dem bei der Bereitstellung von PRL eine große Bedeutung zukommt. Durch die allgemein für PRL geltende Mindestangebotsgröße von 1 MW (vgl. Kapitel 2.8.3) und dem speziell für BSS geltenden Leistungspuffer zur Nutzung für Ausgleichsenergie in Höhe von 25% der am PRL-Markt präqualifizierten Leistung (vgl. Kapitel 4.5), ergibt sich eine Mindestnennleistung von 1,25 MW. Diese wurde in Kapitel 5.1 bereits als Nennleistung des fiktiven BSS festgesetzt. Die Speicherkapazität soll im Einklang mit geltenden Regelungen variiert werden, um so die Wirtschaftlichkeit verschiedener KLV prüfen zu können. Nicht erlaubt für BSS ist seit August 2015 beispielsweise ein Verhältnis von Speicherkapazität zu Angebotsleistung (KALV) von weniger als 1, da in diesem Fall keine volle Leistungsabrufung für 30 Minuten in beide Richtungen gewährleistet werden kann (vgl. Kapitel 4.5). Für nicht speicherbegrenzte Anlagen gilt dagegen nach wie vor das vom Transmission Code 2007 vorgesehene Qualifikationskriterium, einer 15 minütigen positiven bzw. negati-

ven Vollaktivierung (vgl. Kapitel 2.8.1). Oudalov et al. haben 2007 unter Verwendung von Fahrplangeschäften, Totbandladung und der Anpassung von oberer und unterer Ladestandsgrenze ein KALV von 0,62 als ideal für ein BSS bestimmt.<sup>162</sup> Eine solche Auslegung des BSS ist heutzutage nicht mehr regelkonform. Auch ein ausgeglichenes Verhältnis von angebotener Leistung und Speicherkapazität soll für das fiktive BSS ebenfalls nicht weiter verfolgt werden. Während diese Variante theoretisch erlaubt ist, kann sie in der Praxis leider nicht regelkonform umgesetzt werden. Sie hätte eine obere und untere Grenze des Arbeitsbereiches von 50% zur Folge, so dass selbst kleinste Abrufungen oder Ausgleichsladungen, die minimal über den Zielladezustand von 50% hinaus gehen, zu einem Verlassen des Arbeitsbereiches führen würden, was nur bei Frequenzabweichungen größer 50 mHz toleriert wird (vgl. Kapitel 4.5). Letztlich sollen für die zwei gewählten Batterietechnologien jeweils vier Auslegungsvarianten mit einem KALV zwischen 1,125 und 1,5 in der Profitabilitätsrechnung im folgenden Kapitel berücksichtigt werden. Eine weitere wichtige Implikation für die Dimensionierung des fiktiven BSS stammt aus dem Alterungsverhalten der Batterieeinheiten. Mit der Zeit verlieren diese kontinuierlich an Speichervermögen. Das Ende ihrer Lebensdauer gilt gemeinhin als erreicht wenn, sie nur noch 80% der ursprünglichen Speicherkapazität aufweisen (vgl. Kapitel 3). Die für das fikti-

<sup>162</sup>Oudalov et al. (2007, S. 1266)

ve BSS gewählten Batterietechnologien erreichen diesen Zustand nach 20 bzw. 15 Betriebsjahren (vgl. Kapitel 5.5). Da zu diesem Zeitpunkt die Bereitstellung von PRL genauso sichergestellt werden soll wie am ersten Betriebstag, wird ein Puffer in Höhe von 20% der Speicherkapazität in die Investitionskosten mit einkalkuliert. Bei den anderen Inputfaktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird der Puffer nicht berücksichtigt, da er nicht an der Bereitstellung von PRL teilnimmt, sondern nur als eine Art "kalte Reserve" verlorengegangene Speicherkapazität ersetzt. Die vier untersuchten Auslegungsvarianten sind samt ihrer Puffergröße in Tabelle 8 dargestellt.

### 5.7. Kapitalwertberechnung

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit eines BSS, das über einen Zeitraum von 20 Jahren PRL bereitstellt, soll die Kapitalwertmethode (siehe Formel 5) verwendet werden.<sup>163</sup>

$$K_0 = \sum_{t=0}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} + \frac{L_n}{(1+i)^n} - I_0 \quad (5)$$

Formel zur Berechnung des Kapitalwerts

Anhand des fiktiven Blei-Gel-BSS mit einer Auslegungsgröße von 1,25 MWh (KLV = 1) soll dargestellt werden, in welche Variablen der Kapitalwertgleichung die in den vorangegangenen Kapiteln ermittelten Werte eingesetzt werden. Alle eingesetzten Werte sind übersichtlich in Online-Appendix A11 - Kapitalwert dargestellt. In den Einzahlungen  $e_t$  wird jeweils der Jahresertrag aus den bei der PRL-Ausschreibung akzeptierten Geboten eingefügt. Mit der verfolgten Strategie, die für beide Batterietechnologien und alle Auslegungsvarianten identisch ist, wird jährlich ein Betrag von 150.327,84 Euro erwirtschaftet (vgl. Kapitel 5.2). Die Auszahlungen  $a_t$  setzen sich aus den Betriebskosten von jährlich 20.000 Euro (vgl. Kapitel 5.1) und den Kosten für die Ausgleichsenergie und die Selbstentladung zusammen (vgl. Kapitel 5.4). Da für den gesamten Projektzeitraum die Werte des Jahres 2013 verwendet werden, haben die Kosten für die Energiebeschaffung in jedem Jahr eine Höhe von 2.554,72 Euro. Die Auszahlungen für Ausgleichsenergie und Selbstentladung sind somit kleiner als 2% des Umsatzes durch die PRL-Erbringungen. In der Periode 15 werden den Auszahlungen  $a_t$  einmalig die Kosten für die nötige Ersatzinvestition für die Blei-Gel-Batterietechnik hinzugefügt (vgl. Kapitel 5.5). Da laut den Angaben des Herstellers Exide Technologies GmbH, die Batterie einen Anteil von 50% an den Investitionskosten des BSS hat, wird für die Ersatzinvestition der entsprechende Wert von 712.500 Euro angesetzt.<sup>164</sup> Da die erneuerte Batterietechnik am Ende der Projektlaufzeit erst ein Drittel ihrer kalendarischen Lebensdauer aufgebraucht hat, werden für den Liquidationserlös  $L_n$  zwei Drittel des Betrages der Ersatzinvestition eingesetzt. Für die Auszahlung  $I_0$  werden die initialen Investitionskosten des BSS eingefügt. Zur Ermittlung von

selbigen werden zunächst die spezifischen Investitionskosten in €/kWh für ein KLV von 1,2 benötigt. Dieser, im Vergleich zur gemachten Annahme, um 20% erhöhte Wert resultiert aus dem bei den Investitionskosten zu berücksichtigenden Puffer für die Speicherkapazität (vgl. Kapitel 5.6). Die spezifischen Investitionskosten können mit Hilfe der in Kapitel 5.1 ermittelten Formel 5.1 errechnet werden und betragen 950 €/kWh. Durch Multiplikation mit der Speicherkapazität inklusive Puffer von 1,5 MWh ergeben sich die initialen Investitionskosten in Höhe von 1.425.000 Euro. Nachdem für die Nutzungsdauer in Jahren  $n$  der Wert 20 eingesetzt wird, fehlt für eine Berechnung des Kapitalwerts nur noch der Diskontierungszinssatz  $i$ . Hierfür werden der von KPMG in der Kapitalkostenstudie 2014 veröffentlichte gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) der Energiebranche in Höhe von 7,2% verwendet.<sup>165</sup> Die Ergebnisse der Kapitalwertberechnung für die jeweils vier untersuchten Auslegungsvarianten der beiden Batterietechnologien sind in Tabelle 9 dargestellt.<sup>166</sup>

Aus den negativen Kapitalwerten für alle untersuchten Varianten kann interpretiert werden, dass eine Investition in ein BSS zur Bereitstellung von PRL unter den gegebenen Bedingungen nicht empfehlenswert ist. Bei dem Vergleich der beiden Batterietechnologien schneiden die Varianten mit Blei-Gel-Batterien, trotz der nötigen Ersatzinvestition, besser ab als die konkurrierenden Lithium-Ionen Batterien. Dies liegt vor allem an den günstigeren fixen Betriebskosten, die je nach Auslegungsvariante zwischen 41 und 46 Prozent niedriger liegen. Stellt man die verschiedenen Auslegungsgrößen in Bezug zueinander, wird deutlich, dass, wie erwartet, der Kapitalwert steigt, wenn die Speicherkapazität reduziert wird (vgl. Kapitel 5). Für einen Break Even des Blei-Gel BSS mit 1,25 MWh Speicherkapazität, müssten dessen spezifische Investitionskosten von derzeit 950 €/kWh auf 799,99 €/kWh fallen.<sup>167</sup> Eine Möglichkeit zur Erhöhung des Kapitalwertes aller untersuchten Varianten ist der Verzicht auf die initiale Anschaffung des Puffers für die Speicherkapazität. Unter dieser Bedingung ergibt sich für ein Blei-Gel-BSS mit einer Auslegungsgröße von 1,125 MWh ein positiver Kapitalwert in Höhe von 62.316,23 Euro. Alle anderen Varianten weisen jedoch weiterhin einen negativen Kapitalwert auf.<sup>168</sup> Um die Bereitstellung von PRL trotz fehlenden Puffers sicherstellen zu können, muss der Vertreiber der Batterietechnik dazu in Lage sein, während der Projektlaufzeit, je nach den aktuell aufgetretenen Verlusten, Batteriezellen mit entsprechender Speicherkapazität nachzuliefern. Dabei entstehen wiederum Kosten, die den Kapitalwert verringern, allerdings fallen diese wegen der erfolgenden Diskontierung weniger stark ins Gewicht als die initiale Beschaffung eines Puffers für die Speicherkapazität. Außerdem wirken sich bei der verteilten Beschaffung die für die Zukunft erwarteten niedrigeren Batteriepreise aus. So sollen laut Fuchs et al. für eine Auslegung

<sup>165</sup>KPMG (2014)

<sup>166</sup>vgl. Online-Appendix A11 - Kapitalwertberechnung

<sup>167</sup>vgl. Online-Appendix A11 - Kapitalwertberechnung

<sup>168</sup>vgl. Online-Appendix A11 - Kapitalwertberechnung

<sup>163</sup>Thommen und Achleitner (2009, S. 707)

<sup>164</sup>vgl. Online-Appendix A4 - Exide Technologies GmbH

**Tabelle 8:** Dimensionierung der Auslegungsvarianten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

<b>Nennleistung (MW)</b>	1,25	1,25	1,25	1,25
<b>angebotene Leistung (MW)</b>	1	1	1	1
<b>Speicherkapazität (MWh)</b>	1,125	1,25	1,375	1,5
<b>Speicherkapazität inkl. Puffer (MWh)</b>	1,35	1,5	1,65	1,8
<b>KLV</b>	0,9	1	1,1	1,2
<b>KALV</b>	1,125	1,25	1,375	1,5
<b>KLV (inkl. Puffer)</b>	1,08	1,2	1,32	1,44

**Tabelle 9:** Kapitalwert und spezifische Break Even Kosten der Auslegungsvarianten

	<b>Auslegungsgröße (MWh) (exkl. Puffer)</b>			
	<b>1,125</b>	<b>1,25</b>	<b>1,375</b>	<b>1,5</b>
	Kapitalwert (€)			
Lithium-Ionen (LFP)	-291.570,79€	-460.897,98€	-625.760,53€	-784.707,65€
Blei-Gel	-107.558,77€	-225.019,00€	-336.500,11€	-438.191,32€
	Break Even Investitionskosten (€/kWh)			
Lithium-Ionen (LFP)	897,02€	787,73€	697,75€	623,05€
Blei-Gel	900,33€	799,99€	716,06€	646,56€

von 1,25 MW Nennleistung und 1,25 MWh Speicherkapazität bis zum Jahr 2030, ausgehend von den Werten des Jahres 2012, die Kosten für Bleibatterien um rund 67% sinken und die Preise von Lithium-Ionen-Batterien um ca. 62% fallen.<sup>169</sup> Diese Preisentwicklung hätte auch einen zusätzlichen positiven Effekt speziell auf die Kapitalwerte der Auslegungsvarianten mit Blei-Gel-Batterien, da die Kosten für die in Periode 15 nötige Ersatzinvestition sinken würden.

In anderen Ländern können Batteriespeicher bereits profitabel PRL erbringen. Eine Untersuchung für den dänischen Markt kommt zum Ergebnis, dass die Bereitstellung von PRL mit einem 1 MWh/1 MW großen Lithium-Ionen-BSS, mit LFP und Graphit als Aktivmaterialien, profitabel ist. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren kann ein Kapitalwert von 10.803.651 Euro erzielt werden.<sup>170</sup> Allerdings unterscheiden sich dort auch die Marktoraussetzungen für PRL deutlich von denen in Deutschland (vgl. Kapitel 2.9). Eine Möglichkeit, die Profitabilität von BSS bei der Bereitstellung von PRL zu erhöhen, wäre folglich die Änderung der hiesigen Bedingungen am Primärregelmarkt.

So schlägt Prof. Weyer in seinem Beitrag zum 3. Energiepolitischen Workshop vor, das Vergütungssystem für die Erbringung von Regelleistung dahingehend zu ändern, dass auch Schnelligkeit und Genauigkeit der Erbringung in der Be-  
preisung berücksichtigt werden.<sup>171</sup> Da Batterien ihre volle Leistung innerhalb von Millisekunden abrufen und diese beliebig innerhalb ihrer Nennleistung regeln können (vgl. Kapitel 4.2), würden sich durch die von Prof. Weyer vorgeschla-

genen Änderungen die Gewinnaussichten von Betreibern von Batteriespeichern für die Bereitstellung von PRL verbessern. Darüber hinaus kritisiert Prof. Weyer auch, dass Batteriespeicher rein rechtlich bisher als Letztverbraucher behandelt werden. Dies entspreche nicht der rechtlichen Definition von Letztverbrauchern nach § 3 Nr. 25 EnWG<sup>172</sup>, die besagt, dass Letztverbraucher "natürliche oder juristische Personen" sind, "die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen".<sup>173</sup> Eine Befreiung der Batteriespeicher von Status des Letztverbrauchers hätte eine finanzielle Entlastung für diese zur Folge, da dann Abgaben wie Netzentgelte, Stromsteuer und Konzessionsabgaben nicht mehr zu entrichten wären. Eine dementsprechende Änderung der Rechtslage ist nicht unwahrscheinlich, da laut Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung der Status der Stromspeicher als Letztverbraucher auf den Prüfstand gestellt werden soll.<sup>174</sup> So soll laut einem Plan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Ende 2015/Anfang 2016 ein neues Gesetz zum Strommarktdesign, eine Novelle des EnWG, auf den Weg gebracht werden.<sup>175</sup> Vielleicht wird dieses schon neue Implikationen für den Einsatz von Batteriespeichern zur Regelenergiebereitstellung beinhalten.

## 6. Konklusion und Ausblick

Abschließend bleibt festzuhalten, dass Lithium-Ionen BSS, mit ihrer hohen zyklischen und kalendarischen Lebensdauer, ihrem ausgezeichneten Wirkungsgrad und den für sie

<sup>169</sup>Fuchs et al. (2012, S. 42, 44)

<sup>170</sup>Swierczynski et al. (2013, S. 491–492)

<sup>171</sup>Weyer (2014, S. 21)

<sup>172</sup>Weyer (2014, S. 8–12)

<sup>173</sup>Deutscher Bundestag (2005)

<sup>174</sup>Weyer (2014, S. 8–12)

<sup>175</sup>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015)

idealen Ladungsständen zwischen 40% und 70% aus technischer Sicht die am Besten geeignete Batterietechnologie für die Bereitstellung von PRL sind (vgl. Kapitel 3.2, Kapitel 4.4). Die auf der länger etablierten Blei-Säure-Technologie basierenden BSS haben dafür mit ihren vergleichsweise geringen Investitions- und Betriebskosten in der Wirtschaftlichkeitsberechnung besser abschneiden können. (vgl. Kapitel 5.7) Um jedoch profitabel betrieben zu werden müssen jedoch entweder die Eigenschaften der beiden Batterietechnologien weiter verbessert werden oder aber günstigere Rahmenbedingungen für den Einsatz von BSS zur Bereitstellung von PRL geschaffen werden.

Ein ganz anderes Konzept sieht die Zukunft der PRL-Erbringung auf Seiten der Verbraucher. So ist es vorstellbar durch die Nutzung des sog. Smart Grid, Leistungsungleichgewichte, die zur Aktivierung von PRL führen, erst gar nicht aufkommen zu lassen. Zu Spitzenlastzeiten könnten weniger dringliche Verbraucher, wie Kühlschränke und Klimaanlage, kurzzeitig vom Netz getrennt werden, um so Lastspitzen zu vermeiden und das Netz insgesamt zu stabilisieren. In Zusammenarbeit mit Energiespeichersystemen kann dieses System eine noch größere Wirkung entfalten und so ein sehr effektives Lastmanagement verwirklichen.<sup>176</sup> Auch in diesem Konzept können Energiespeicher wie die Batteriespeichersysteme also einen positiven Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.

Daher ist es naheliegend, dass in die Erforschung neuer revolutionärer Batterietechnologien investiert wird. So fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Zeit die Entwicklung von Zink-Luft-Batteriesystemen für den Einsatz in stationären Energiespeichern im Megawatt-Bereich. Diese Technologie verspricht beeindruckende spezifische Energiedichten von bis zu 1100 Wh/kg. Als Hauptproblem stellt sich bisher die geringe Zyklenlebensdauer dar. Nach Abschluss einer ersten Projektstufe im August 2015 soll nun eine Laboranlage errichtet werden, die einen Wirkungsgrad von 60% und eine Lebensdauer von mindestens 500 Zyklen erreicht.<sup>177</sup> Eine Marktreife hat diese Technologie zwar, in Anbetracht von Lithium-Ionen-Batterien mit Wirkungsgraden von 85% und einer nutzungsbezogenen Lebensdauer von bis zu 5000 Zyklen (vgl. Kapitel 5.4, 5.5), noch nicht erreicht. In der hohen Energiedichte steckt jedoch viel Potential, sodass das BMWi mit der Zink-Luft-Technologie vielleicht eine Technologie fördert, die mittelfristig zu einem wichtigen Baustein für das Gelingen der Energiewende werden kann.

---

<sup>176</sup>Lindley (2010, S. 20)

<sup>177</sup>Energiespeicher - Forschungsinitiative der Bundesregierung (2015)



## Literatur

- Anderson, M. und Carr, D. Battery energy storage technologies. *Proceedings of the IEEE*, 81(3):475–479, 1993. ISSN 00189219. doi: 10.1109/5.241482.
- Birke, P und Schiemann, M. *Akkumulatoren: Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft elektrochemischer Energiespeicher*. Utz, München, 2013. ISBN 978-3-8316-0958-1.
- Boje, E., Camisani-Calzolari, F., und Borsche, T. Impact of frequency control reserve provision by storage systems on power system operation. In Boje, E., editor, *World Congress, IFAC proceedings volumes*, pages 4038–4043. IFAC, Elsevier, 2014a. doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02257.
- Boje, E., Camisani-Calzolari, F., und Ulbig, A. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. In Boje, E., editor, *World Congress, IFAC proceedings volumes*, pages 7290–7301. IFAC, Elsevier, 2014b. doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
- Borsche, T., Ulbig, A., Koller, M., und Andersson, G. Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves. In *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–5, 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672843.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Energie der Zukunft: Die Energiewende geht weiter*, 2015. URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesamtstrategie.html>. (besucht am 09. 10. 2015).
- Bundesnetzagentur. *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelernergie in Gestalt der Primärregelung: BK6-06-065*, 2007. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006\\_001bis099/BK6-06-065/BK6-06-065\\_Beschluss\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_001bis099/BK6-06-065/BK6-06-065_Beschluss_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4). (besucht am 08. 10. 2015).
- Bundesnetzagentur. *Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an: Kurth: „Kosteneinsparungen in dreistelliger Millionenhöhe zu erwarten“*, 2010. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemittellungen/2010/100316NetzregelverbundStromId18377pdf.pdf;jsessionid=C75499D234D111BAE69BB870B47A69CB?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemittellungen/2010/100316NetzregelverbundStromId18377pdf.pdf;jsessionid=C75499D234D111BAE69BB870B47A69CB?__blob=publicationFile&v=3). (besucht am 11. 10. 2015).
- Bundesnetzagentur. *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelernergie in Gestalt der Primärregelung: Beschluss BK6-10-097*, 2011. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010\\_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097\\_Beschluss\\_2011\\_04\\_12.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=3). (besucht am 09. 10. 2015).
- Bundesnetzagentur. *Szenariorahmen 2025: Genehmigung: Az.: 6.00.03.05/14-12-19/szenariorahmen 2025*, 2014. URL [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen\\_2025\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile). (besucht am 07. 10. 2015).
- Consentec GmbH. *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH*, 2014.
- Deutsche ÜNB. *Information zum netzregelverbund und der internationalen weiterentwicklung: Beitritt österreich (apg) zum internationalen netzregelverbund (igcc – international grid control cooperation)*, 2014a. URL <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApp>.
- Deutsche ÜNB. *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*, 2014b. URL <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>. (besucht am 12. 10. 2015).
- Deutsche ÜNB. *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung*, 2015. URL <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>. (besucht am 08. 10. 2015).
- Deutscher Bundestag. *Gesetz über die elektrizitäts- und gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - enwg*, 2005.
- Deutscher Bundestag. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: Drucksache 17/3049*, 2010. URL <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/17/030/1703049.pdf>. (besucht am 11. 10. 2015).
- Divya, K. und Østergaard, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, 79(4):511–520, 2009. ISSN 03787796. doi: 10.1016/j.epr.2008.09.017.
- Doughty, D., Butler, P, Akhil, A., Clark, N., und Boyes, J. Batteries for large-scale stationary electrical energy storage: Electrochemical society interface. 19(3):49–53, 2010.
- Elkraft System and Eltra Regulation. *Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kv: -technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines,*, 2004. URL <http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/Grid%20Code%203.2.5%20Wind%20Turbines%20connected%20above%20100%20kV.pdf>. (besucht am 30. 09. 2015).
- Energiespeicher - Forschungsinitiative der Bundesregierung. *Zink-Luft-Akkus fürs Netz*, 2015. URL [http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Zink\\_Luft\\_Akkus\\_fuers\\_Netz/](http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Zink_Luft_Akkus_fuers_Netz/).
- ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Continental europe operation handbook - p1: Policy 1: Load-frequency control - final version*, 2009.
- Flinkerbusch, K. und Heuterkes, M. Cost reduction potentials in the german market for balancing power. *Energy Policy*, 38(8):4712–4718, 2010. ISSN 03014215. doi: 10.1016/j.enpol.2010.04.038.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institute für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, und Stiftung für Umweltenergierecht. *Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*, 2014. URL <https://www.energie.fraunhofer.de/de/bildmaterial/news-pdf/roadmap-speicher.pdf>. (besucht am 05. 10. 2015).
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., und Sauer, D. Technology overview on electricity storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies, 2012. URL [http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628\\_Technology\\_Overview\\_Electricity\\_Storage\\_SEFEP\\_ISEA.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SEFEP_ISEA.pdf). (besucht am 14. 10. 2015).
- Hudson, R., Kirby, R., und Wan, Y. Regulation requirements for wind generation facilities. In *Proceedings of the Windpower 2001 Conference*, pages 1–10, 2001. URL [http://www.consultkirby.com/files/AWEA\\_Wind\\_Regulation.pdf](http://www.consultkirby.com/files/AWEA_Wind_Regulation.pdf).
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. *Strompreise für Verbraucher steigen - Börsen-Strompreise sinken auf Rekordtiefs*, 2015. URL <http://www.iwr-institut.de/de/presse/presseinfos-energie/wende/strompreise-fuer-verbraucher-steigen-boersen-strompreise-sinken-auf-rekordtiefs>. (besucht am 05. 10. 2015).
- Jansen, M. *Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien*, 2014. URL [http://www.energiecluster.de/files/20140407\\_bee\\_optimierungdermarktbedingungenfrregelleistungserbringungfuererneuerbareenergien.pdf](http://www.energiecluster.de/files/20140407_bee_optimierungdermarktbedingungenfrregelleistungserbringungfuererneuerbareenergien.pdf). (besucht am 09. 10. 2015).
- Jin, C., Lu, N., Lu, S., Makarov, Y., und Dougal, R. Coordinated control algorithm for hybrid energy storage systems. In *Energy Society General Meeting*, pages 1–7, 2011. doi: 10.1109/PES.2011.6039893.
- Joseph, A. und Shahidehpour, M. Battery storage systems in electric power systems. In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, page 8 pp, 2006. doi: 10.1109/PES.2006.1709235.
- Jossen, A. und Weydanz, W. *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen: 36 Tabellen*. Ubooks-Verl. and Reichardt, Neusäß and Untermeitingen, 2006. ISBN 978-3-939359-11-1.
- Kempkens, W. *Größter Batteriespeicher Europas geht in Schwerin ans Netz*. Ingenieur.de, 2014a. URL <http://www.ingenieur.de/Themen/Energiespeicher/Groesster-Batteriespeicher-Europas-geht-in-Schwerin-ans-Netz>. (besucht am 12. 10. 2015).
- Kempkens, W. *Speicher für Grünstrom: Projekt für Großbatterie startet in Aachen*, 2014b. URL <http://green.wiwo.de/speicher-fuer-gruenstrom-projekt-fuer-grossbatterie-startet-in-aachen/>. (besucht am 30. 09. 2015).
- Koller, M., Borsche, T., Ulbig, A., und Andersson, G. Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system. In *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, pages 1–6, 2013. doi: 10.1109/PTC.2013.6652329.
- Koller, M., Borsche, T., Ulbig, A., und Andersson, G. Review of grid applications with the zurich 1mw battery energy storage system. *Elec-*

- tric Power Systems Research*, 120:128–135, 2015. ISSN 03787796. doi: 10.1016/j.epr.2014.06.023.
- KPMG. Kapitalkostenstudie 2014, 2014. URL <http://www.kpmg.com/DE/de/Documents/kapitalkostenstudie2014-de.pdf>.
- Kunisch, H., Kramer, K., und Dominik, H. Battery energy storage another option for load-frequency-control and instantaneous reserve. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EC-1(3):41–46, 1986. ISSN 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.1986.4765732.
- Lachs, W. und Sutanto, D. Application of battery energy storage in power systems. In *1995 International Conference on Power Electronics and Drive Systems. PEDS 95*, pages 700–705, 1995. doi: 10.1109/PEDS.1995.404984.
- Lindley, D. Smart grids: The energy storage problem. *Nature*, 463(7277): 18–20, 2010. ISSN 0028-0836. doi: 10.1038/463018a.
- Lippe, P. *Deskriptive Statistik*, volume 1632 of *Uni-Taschenbücher*. Fischer, Stuttgart [u.a.], 1993. ISBN 3-8252-1632-2.
- Lo, C. und Anderson, M. Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(3):824–829, 1999. ISSN 08858969. doi: 10.1109/60.790960.
- Mercier, P., Cherkaoui, R., und Oudalov, A. Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1469–1477, 2009. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.
- Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., und Linhofer, G. Value analysis of battery energy storage applications in power systems. In *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pages 2206–2211, 2006. doi: 10.1109/PSCE.2006.296284.
- Oudalov, A., Chartouni, D., und Ohler, C. Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1259–1266, 2007. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- Rebours, Y., Kirschen, D., Trotignon, M., und Rossignol, S. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services&mdash;Part I: Technical Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):350–357, 2007a. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2006.888963.
- Rebours, Y., Kirschen, D., Trotignon, M., und Rossignol, S. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services&mdash;Part II: Economic Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):358–366, 2007b. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2006.888965.
- Retzbach, L. *Akkus und Ladetechniken*. Franzis-Elektronik. Franzis, Poing, 2008. ISBN 978-3-7723-4170-0.
- Rivero, E., Barquin, J., und Rouco, L. European balancing markets. In *2011 European Energy Market (EEM)*, pages 333–338, 2011. doi: 10.1109/EEM.2011.5953033.
- Roberts, B. und McDowall, J. Commercial successes in power storage. *IEEE Power and Energy Magazine*, 3(2):24–30, 2005. ISSN 1540-7977. doi: 10.1109/MPAE.2005.1405867.
- Scrosati, B. und Garce, J. Lithium batteries: Status, prospects and future. *Journal of Power Sources*, 195(9):2419–2430, 2010. ISSN 03787753. doi: 10.1016/j.jpowsour.2009.11.048.
- Stöckl, G. *Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz*. Elektrotechnik. Verl. Dr. Hut, München, 2014. ISBN 978-3-8439-1796-4.
- Swierczynski, M., Stroe, D., Stan, A., und Teodorescu, R. Primary frequency regulation with li-ion battery energy storage system: A case study for Denmark. In *2013 IEEE ECCE Asia Downunder (ECCE Asia 2013)*, pages 487–492, 2013. doi: 10.1109/ECCE-Asia.2013.6579141.
- Thommen, J.-P. und Achleitner, A.-K. *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre: Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht*. Gabler, Wiesbaden, 2009. ISBN 978-3-8349-1325-8.
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW. Transmissioncode 2003 - anhang d1: Unterlagen zur präqualifikation für die erbringung von primärregelleistung für die ünb, 2003. URL <https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationD1>. (besucht am 12. 10. 2015).
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW. Transmissioncode 2007 - netz und systemregeln der deutschen übertragungsnetzbetreiber, 2007. URL [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf). (besucht am 07. 10. 2015).
- Weissbach, T. und Welfonder, E. High frequency deviations within the european power system - origins and proposals for improvement. *VGB Power-Tech*, (6/2009):26–34, 2009.
- Weyer, H. Energiespeicherausbau –Regulative Herausforderungen: 3. Energiepolitischer Workshop „Energiespeicher – das Stiefkind der deutschen Energiewende“: Ifo-Institut, München, 16. September 2014, 2014. URL [http://www.iber.tu-clausthal.de/fileadmin/IBER/Vortraege/140916\\_Vortrag\\_Stromspeicher\\_Ifo-Institut.pdf](http://www.iber.tu-clausthal.de/fileadmin/IBER/Vortraege/140916_Vortrag_Stromspeicher_Ifo-Institut.pdf). (besucht am 13. 10. 2015).