

Dimensionierung eines Akkumulatorsystems zur Optimierung der Fahrplanteue eines Windparks

Masterthesis

HAW Hamburg
Akademie für Erneuerbare Energien

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Joachim Koeppen
Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Thomas Veese

Eingereicht von: André Riedel
Matrikelnummer 2136837

Hildesheim, Oktober 2015

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	IV
1. Einleitung	1
2. Grundlagen	3
2.1. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen	3
2.2. Das Strommarktdesign	9
2.2.1. Fahrplanmanagement und Nominierung im Bilanzkreissystem	11
2.2.2. Regel- und Ausgleichsenergie	14
2.2.3. Handelsplätze und Produkte für Strom	19
2.3. Markt- und Systemintegration von Strom aus Windenergieanlagen	23
2.3.1. Direktvermarktung im Rahmen des EEG	23
2.3.2. Auswirkungen von Fahrplanabweichungen auf Netz und Vermarktungsergebnis	26
3. Konzeptvorstellung und Stand der Technik	30
3.1. Windleistungsprognose	32
3.1.1. Modelle für Fahrplanbestimmung	32
3.1.2. Fehleridentifikation	35
3.1.3. Zeitreihenanalyse	38
3.2. Übersicht und Vergleich von Akkumulatoren	41
3.2.1. Einordnung von Akkumulatoren in den Energiespeicherbegriff	41
3.2.2. Funktionsprinzipien von Akkumulatoren	45
3.2.3. Speichermanagement	47
3.2.4. Eigenschaften verschiedener Akkumulatorsysteme	48
3.3. Kombination von Windpark und Akkumulatorsystem	55

3.3.1. Strukturelle und technische Rahmenbedingungen von Windparks	55
3.3.2. Schema eines Windpark-Akkumulatorsystems.....	57
4. Aufbau des Simulationsmodells	59
4.1. Eingrenzung des Modells.....	59
4.2. Beschreibung des Modellaufbaus	61
4.2.1. Ganglinie der Windgeschwindigkeit und Windpark.....	63
4.2.2. Modellierung von Prognosefahrplänen	65
4.2.3. Akkumulatorsystem	67
4.2.4. Wechselrichter und Batteriemanagementsystem	67
4.2.5. Bilanzierung und Betriebsergebnis	69
5. Simulation und Auswertung.....	72
5.1. Validierung der Komponenten.....	72
5.2. Simulationsszenarien und Bewertungskriterien.....	76
5.3. Diskussion der Ergebnisse	78
6. Fazit und Ausblick.....	84
Anhang.....	86
Literaturverzeichnis	88

Abkürzungsverzeichnis

AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BiKo	Bilanzkreiskoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMS	Batteriemanagementsystem
BMU	Battery-Monitoring-Unit
CSC	Cell Supervisory Circuits
E/P-Ratio	Energie-zu-Leistungsverhältnis
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbaren-Energien
ENWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
MRL	Minutenreserveleistung
OTC	over-the-counter, direkter bilateraler Handel
PRL	Primärregelleistung
SOC	State-of-Charge
SRL	Sekundärregelleistung
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WMS	Windparkmanagementsystem
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: EEG-Vergütungssätze für Windenergie an Land	7
Abbildung 2: Jährlicher Zubau von On- und Offshore WEA und installierter Leistung	8
Abbildung 3: Die vier deutschen Regelzonen	10
Abbildung 4: Beispielhafte Viertelstundenbilanz eines Bilanzkreises in einer Regelzone.	12
Abbildung 5: Zusammenwirken von ÜNB, BKV und Regelleistungsanbietern.....	17
Abbildung 6: Korrelation des Ausgleichsenergiepreises mit dem Saldo der deutschen Regelzonen im Januar 2014	18
Abbildung 7: Preisermittlung bei der Spotmarktauktion.....	21
Abbildung 8: Erlöspotentiale im Rahmen der Marktprämie	26
Abbildung 9: Ausgleich zwischen WEA-Erzeugungsleistung und Fahrplan durch einen Energiespeicher im Tagesverlauf	31
Abbildung 10: Schematischer Ablauf eines kombinierten Prognoseverfahrens	34
Abbildung 11: Höhenfehler (links) und Zeitfehler (rechts) im Zeitverlauf eines Tages in der Regelzone 50Hertz	36
Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler in Prozent der installierten Windkraftleistung über die vier Regelzonen im Jahr 2013	39
Abbildung 13: Verlauf des RMSE in % der mittleren Einspeisung bei steigendem Prognosehorizont.....	40
Abbildung 14: Einordnung der spezifischen Investitionskosten verschiedener Stromspeichertechnologien	44
Abbildung 15: Reaktionsabläufe an Anode und Kathode während Entlade- und Ladeprozess im Bleiakкумулятор	46
Abbildung 16: Gruppierung von Akkumulatorsystemen anhand bestimmter Grundeigenschaften.....	49

Abbildung 17: Aufbau und Prozesse einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (Entladen).....	53
Abbildung 18: Integration eines Akkumulatorsystems in ein windparkinternes AC-Netz .	57
Abbildung 19: Graphische Darstellung des TRNSYS-Modells und der Verknüpfung der Komponenten	62
Abbildung 20: Leistungskennlinie der modellierten Windenergieanlage	63
Abbildung 21: Ausschnitt der Softwareoberfläche bei der Ermittlung der Ganglinie des leistungsbezogenen Prognosefehlers.....	66
Abbildung 22: Ausgangsleistung des modellierten Windparks im Zeitverlauf	72
Abbildung 23: Prognostizierte Windparkleistung (Fahrplan) des modellierten Windparks im Zeitverlauf.....	73
Abbildung 24: SOC eines simulierten Akkumulatorsystems im Zeitverlauf	74
Abbildung 25: Jahresenergiebilanz eines simulierten Akkumulatorsystems	75
Abbildung 26: Zusammenhang von eingesparter Ausgleichsenergie und Akkumulatorkapazität	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erzielbare durchschnittliche Vermarktungspreise bei unterschiedlicher preislicher Bewertung von Fahrplanabweichungen für die Monate Juli bis Dezember 2014	28
Tabelle 2: Kennwerte der Day-Ahead-Prognosefehler über die vier deutschen Regelzonen	38
Tabelle 3: Zeitliche Klassifizierung von Energiespeicherformen	43
Tabelle 4: Kennwerte der in den Simulationsszenarien zugrundeliegenden Zeitreihen des Prognosefehlers - in % der installierten Leistung	76
Tabelle 5: Simulationsergebnis für die Referenzszenarien (ohne Akkumulatorsystem)	77
Tabelle 6: Parameterdefinition bei der Simulation unterschiedlicher Speichertypen	77
Tabelle 7: Ökonomische Parameter bei der Simulation unterschiedlicher Speichertypen..	78
Tabelle 8: Benötigte Ausgleichsenergiemengen E/P-Ratio der simulierten Systeme im Verhältnis zu den Referenzszenarien	79
Tabelle 9: Ausgleichsenergiekosten und Betriebsergebnisse der simulierten Systeme	82

1. Einleitung

Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft wurde in den vergangenen Jahren vorrangig von der Liberalisierung der Energiemärkte sowie der gezielten Förderung und dem Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung geprägt. Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien hat, mit dem Instrument der festen Einspeisevergütung und der Privilegierung der Stromerzeugung, deren Anteil an der deutschen Stromerzeugung stetig steigen lassen. Inzwischen liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Bruttostromerzeugung bei 26,2 %, wobei die Windenergie mit 9,1 % den größten Anteil unter den erneuerbaren Energien aufweist (BDEW (2015)).

Im Zuge dieses erfolgreichen Zubaus an installierter Leistung rückt vermehrt die Problemstellung der Integration der hinzukommenden erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in das bestehende elektrische Energieversorgungssystem in den Fokus der energiewirtschaftspolitischen Diskussion. Zentrale Bedeutung haben dabei die Forderungen nach verstärkter Marktintegration, d.h. der effizienten Einbindung in marktwirtschaftliche Preisbildungsmechanismen, sowie der Systemintegration, also der Übernahme von Netzstabilitätsverantwortung durch die erneuerbaren Energien. Die beiden Forderungen wurden im aktuellen für die Windenergie insofern vom Gesetzgeber umgesetzt, als dass diese zu einer aktiven Marktteilnahme verpflichtet wird (verpflichtende Direktvermarktung) und die Anlagenbetreiber somit Lieferverpflichtungen eingehen bzw. diesen nachkommen müssen.

Bei Windenergieanlagen ergibt sich aufgrund des fluktuierenden Erzeugungsverhaltens und Dargebotsabhängigkeit die Problematik, die Lieferverpflichtung (Fahrpläne) auf Basis einer komplexen und grundsätzlich fehlerbehafteten Erzeugungsprognose einzugehen. Im Betrieb kommt es regelmäßig zu Abweichungen zwischen dem vereinbarten Fahrplan und der tatsächlichen Einspeisung. Konsequenz dieser Abweichungen sind Fehlallokationen und Belastungen des Stromnetzes. Die bei der physischen Netzstabilisierung durch den Einsatz von Regelernergie anfallenden Kosten, werden im Rahmen der Bilanzierung verursachungsgerecht umgelegt, so dass die Fahrplanabweichungen auch das finanzielle Betriebsergebnis negativ beeinflussen.

Der im Rahmen dieser Arbeit thematisierte Ansatz zielt darauf ab, die prognosebedingten Fahrplanabweichungen eines Windparks durch die Integration eines Akkumulatorsystems

zu minimieren. Dabei ist es Ziel dieser Arbeit eine modellbasierte Dimensionierung der notwendigen Akkumulatorkapazität, unter den Bedingungen der Maximierung der Fahrplantreue eines Referenzwindparks und der Minimierung der durch die Prognoseabweichungen verursachten Kosten vorzunehmen.

Im zweiten Kapitel dieser Arbeit wird zur Darstellung des theoretischen Hintergrundes zunächst auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie unter der Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen eingegangen. Des Weiteren werden die Vermarktungsregeln im Rahmen des Strommarktdesigns beleuchtet und die möglichen technischen und ökonomischen Konsequenzen von Fahrplanabweichungen aufgezeigt. Darauf aufbauend wird das Konzept des windparkintegrierten Akkumulatorsystems vorgestellt. Dabei wird zunächst auf den aktuellen Stand der Technik bei der Windleistungsprognose eingegangen und eine Identifikation des Prognosefehlers vorgenommen. Darauf erfolgt eine Einordnung von Akkumulatoren in den Energiespeicherbegriff und eine Vorstellung verfügbarer Akkumulatortypen. Das vierte Kapitel beinhaltet die Beschreibung des Aufbaus des Simulationsmodells und die grundlegende Parametrisierung der einzelnen Systemkomponenten unter Berücksichtigung des zuvor identifizierten Stands der Technik. Im fünften Kapitel wird neben der Validierung der Modellkomponenten, die Definition von Simulationsszenarien vorgenommen. Anschließend erfolgt eine Vorstellung und Einordnung der Ergebnisse. Die Arbeit schließt mit einem Fazit und Ausblick.

2. Grundlagen

Im Grundlagenteil wird zunächst die Entwicklung der Windenergienutzung zur Stromerzeugung in Deutschland, unter Berücksichtigung der förderungspolitischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, vorgestellt. Anschließend wird das aktuelle Strommarktdesign, aufbauend auf der Betrachtung der Funktionsweise des elektrischen Energieversorgungssystems, dargestellt. Es werden die für diese Arbeit wesentlichen Marktelemente des energiewirtschaftlichen Systems beleuchtet. Im letzten Abschnitt des Grundlagenteils werden die Rahmenbedingungen für die Integration der Windenergie in das zuvor beschriebene Umfeld aufgezeigt und die daraus resultierenden Herausforderungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sowie für den Strommarkt erläutert.

2.1. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen

Die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung – in einer kommerziell beachtlichen Größenordnung – begann in Deutschland mit der Verabschiedung des Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz, dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) (vgl. Jarass et al. 2009, S. 98). Dieses Gesetzes enthielt bereits die grundlegenden Elemente der heute bestehenden Fördersystematik und war entscheidend für das folgende Wachstum der deutschen Windenergiebranche (vgl. Graeber 2014a, S. 18). Das Gesetz verpflichtete erstmals das im jeweiligen geographischen Versorgungsgebiet zuständige Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zur Aufnahme und Vergütung des in erneuerbaren Energien Anlagen produzierten Stroms. Die vorgeschriebene Vergütung belief sich auf 90% der vom jeweiligen EVU erzielten, spezifischen Erlöse beim Verkauf der elektrischen Energie an seine Letztverbraucher, im vorvorherigen Kalenderjahr. Diese bildete, trotz des Mangels einer zeitlichen Garantie der Vergütungszahlungen, eine Planungs- und Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber. Die gezahlten Vergütungssätze führten dazu, dass der Betrieb von Windkraftanlagen an windreichen Standorten rentabel wurde (vgl. Ohlhorst 2009, S. 124f.). Die installierte Leistung an Windenergieanlagen (WEA) wurde im Rahmen des StromEinspG von 18,8 MW vor Gesetzesverabschiedung im Jahr 1989 auf 6.097 MW am Ende des Jahres 2000 gesteigert. (vgl. Ohlhorst 2009, S. 128). Im Zeitraum von 1993 bis 1998 wurden jährlich zwischen 500 und 1.000 Neuanlagen errichtet und in Betrieb genommen. Die meisten dieser Einzelanlagen, deren Nennleistung vorrangig unter 500 kW betrug, wurden in den

windstarken Küstenregionen errichtet (vgl. Falkenberg et al. 2014, S. 12ff.). Im Jahr 2000 wurden 9.513 GWh elektrischer Energie aus WEA bereitgestellt. Zu diesem Zeitpunkt hatten die erneuerbaren Energien einen Anteil von ca. 9% am deutschen Bruttostromverbrauch. Mit einem Anteil von 1,6 % an der Bruttostromerzeugung, war die Windenergie, hinter der Wasserkraft, die zur Stromerzeugung meist genutzte erneuerbare Energieform in Deutschland (BDEW 2014, S. 14ff.).

Im Zuge der Umsetzung von europarechtlichen Rahmenrichtlinien, hinsichtlich des Einsatzes von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und der Liberalisierung der Energiemärkte, sowie der wachsenden internationalen politischen Bedeutung des Klimaschutzes im Rahmen der Verpflichtungen aus der Ausgestaltung der UN-Klimarahmenkonventionen (Kyoto-Protokoll) wurde das StromEinspG im Jahr 2000 durch das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) abgelöst (vgl. Ohlhorst 2009, S. 174). Eine wesentliche Neuerung war die Einführung von technologiespezifischen Mindestvergütungssätzen, die, unabhängig von der Preissituation des lokal agierenden EVU, vom jeweiligen anschließenden und stromaufnehmenden Netzbetreiber und über einen garantierten Zeitraum von 20 Jahren, gezahlt werden mussten. Für die Finanzierung der Vergütungszahlungen wurde ein bundesweites Umlagesystem geschaffen. Auch fand durch das Gesetz eine Privilegierung des erneuerbar erzeugten Stromes statt, indem Netzbetreiber zum Anschluss der EEG-Anlagen in ihr Netzgebiet und zur vorrangigen Aufnahme der produzierten elektrischen Energie verpflichtet wurden (vgl. Scheffler 2014, S. 7). Diese Rahmenbedingungen führten zu einer deutlichen Steigerung der Planungs- und Investitionssicherheit für Anlagenhersteller und -betreiber, während die gesetzlich fixierte Degression der Vergütungssätze, von 1,5%/a für Windenergie, eine systematische Senkung der Stromgestehungskosten forcierte. Nach dem EEG 2000 betrug die Mindestvergütung für Strom aus Windenergie in den ersten fünf Betriebsjahren mindestens 17,8 Pf/kWh¹. Erst nach Ablauf dieser Anfangsvergütung fand eine Degression der Vergütungssätze statt (vgl. Ohlhorst 2009, S. 176).

Neben den Vergütungssätzen förderten auch technologische Fortschritte und wachsende Nabenhöhen zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Betriebs von WEA. In den Jahren 2001 bis 2003 führten die Rahmenbedingungen des EEG zu einem Boom der Windenergienutzung. In diesem Zeitraum konnten sehr hohe Zuwachsraten von 2.600 MW

¹ Entspricht umgerechnet rund 9,1 ct/kWh.

bis über 3.200 MW pro Jahr erzielt werden. Innerhalb von knapp drei Jahren wurde somit die zur Verfügung stehende WEA Leistung mehr als verdoppelt, so dass am Ende des Jahres 2003 14.593 MW WEA-Leistung installiert waren. Die Anlagen wurden in diesem Zeitraum weiter an noch verfügbaren küstennahen Standorten und in den nördlichen Bundesländern errichtet. (vgl. Falkenberg et al. 2014, S. 12)

Im Jahr 2004 wurde das EEG erstmals novelliert (EEG 2004). Vor dem Hintergrund des rasanten Ausbaus der Windenergie wurden die festgeschriebenen Vergütungssätze für Onshore-Neuanlagen abgesenkt und die Degression grundsätzlich auf 2% erhöht. (vgl. Jarass et al. 2009, S. 100) In der Folge sanken die jährlichen Zuwachsraten. So wurden im Zeitraum von 2004-2008 im Mittel jährlich 1.844 MW WEA Leistung zugebaut (vgl. Falkenberg et al. 2014, S. 12).

Trotz der gesunkenen Zuwachsraten, stieg in diesem Zeitraum die Bedeutung der Windenergie bzw. der erneuerbaren Energien insgesamt, hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den sicheren Betrieb des elektrischen Versorgungsnetzes und die Preisniveaus am börslichen Strommarkt (vgl. Gawel und Lehmann 2014, S. 651). Die Novellierung des EEG mit Wirkung zum Januar 2009 (EEG 2009) berücksichtigte diese Entwicklungen. So wurde mit der Einführung des Einspeisemanagements und einer Bonusvergütung der Fähigkeit einer Anlage zur Erbringung von Systemdienstleistungen eine Verbesserung der Netzintegration von WEA verfolgt (vgl. Scheffler 2014, S. 8). Neben einer weiteren Differenzierung der Vergütungssätze und einer Abschwächung der Degression wurden im EEG 2009 erstmals Regelungen zur eigenständigen Vermarktung des erzeugten Stroms durch den Anlagenbetreiber (Direktvermarktung) festgeschrieben. Somit wurde eine erste Möglichkeit einer verstärkten Marktintegration von WEA geschaffen. (vgl. Graeber 2014a, S. 18) Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 709 WEA neu errichtet und somit 2.591 weniger, als im Boom-Jahr 2002. Allerdings blieb, aufgrund der technischen Weiterentwicklung der Anlagen, vor allem hinsichtlich der erreichbaren Narbenhöhen und der Nennleistung der installierten Turbinen, die zwischen 2009 und 2011 neu installierte WEA-Leistung, mit durchschnittlich 1.681 MW, annähernd konstant, im Vergleich zur Vorperiode des EEG 2004. In 2011 wiesen über 50% der Neuinstallationen eine Nennleistung zwischen 2 bis 3 MW auf. Auch wurden im Rahmen des gesteigerten finanziellen Anreizes des EEG 2009 für Repowering deutlich mehr Altanlagen zurückgebaut und durch neue, leistungsstärkere ersetzt, als es zuvor der Fall war. In 2010 waren rund 10% der neu installierten Leistung auf

Repowering-Anlagen zurückzuführen (vgl. Falkenberg et al. 2014, S. 17). Im Rahmen des EEG 2009 nahmen die ersten deutschen, kommerziell genutzten Offshore-Windparks den Betrieb auf. Am Ende des Jahres 2011 waren in den deutschen Nord- und Ostseegewässern WEA mit einer Leistung von insgesamt 125 MW in Betrieb (vgl. Berkhout et al. 2013, S. 42).

Eine nächste umfangreiche Novellierung des EEG erfolgte mit Wirkung zum Januar 2012 (EEG 2012). Vor dem Hintergrund der weiter steigenden Bedeutung der erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem war eine stärkere Marktorientierung des Förderregimes ein Kernpunkt dieser Novelle. Die baute auf den ersten Regelungen des EEG 2009 bezüglich der alternativen Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien auf. Mit dem EEG 2012 wurde die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der sogenannten Marktprämie (s. Abschnitt 2.3.1), als neue Form der Direktvermarktung eingeführt (vgl. Gawel und Purkus 2013, S. 45). Die mit der Einführung der Marktprämie verbundene, risikolose Vermarktung des erzeugten Stroms und die Chance auf die Generierung von Mehrerlösen gegenüber der eigentlichen EEG Vergütung einer WEA, brachte erneuten Schwung in den Markt. Ende des Jahres 2013 wurden mit 27.661 MW über 80% der insgesamt installierten Leistung über das Modell der Marktprämie vermarktet (vgl. Falkenberg et al. 2014, S. 30). Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt die jährliche Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für Onshore Windenergie. Verdeutlicht werden sowohl die konstante Degression der Grundvergütungssätze, als auch finanziellen Anreize bzw. zusätzlichen Erlösmöglichkeiten durch die Erbringung von Systemdienstleistungen oder der Direktvermarktung im Rahmen der Marktprämie.

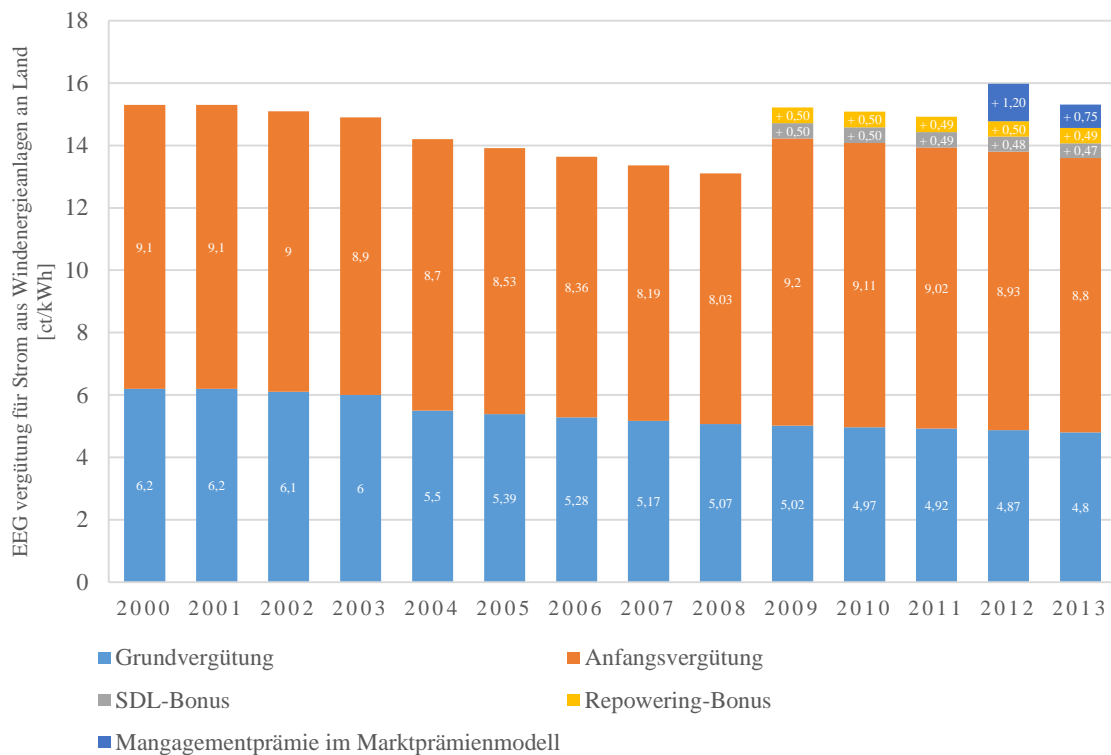


Abbildung 1: EEG-Vergütungssätze für Windenergie an Land, eigene Darstellung, Datenquellen: (Falkenberg et al. 2014, S. 6)

Die geschaffenen Rahmenbedingungen beschleunigten den Ausbau der installierten WEA-Leistung. Im Jahr 2014, in dessen Mitte das EEG eine erneute Novellierung erfahren hat (EEG 2014), wurde das bisherige Maximum, sowohl in Bezug auf die zugebaute WEA-Leistung, als auch auf die jährliche Windstromeinspeisung erreicht. On- und offshore wurden 1.877 WEA mit einer Gesamtleistung von 5.188 MW neu installiert. Damit wurden die bisher erreichten Zubauraten deutlich überschritten. Am Ende des Jahres belief sich die in Deutschland installierte Leistung auf 39.259 MW, wobei der Anteil der Offshore-Anlagenleistung dabei rund 3 % betrug (vgl. Berkhout et al. 2015, S. 7). Die bundesweit aus WEA eingespeiste Energiemenge belief sich auf 55.970 GWh (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE-Stat) 2015), woraus sich ein Anteil der Windenergie von ca. 9 % am deutschen Bruttostromverbrauch ableitet. Damit trug allein die Windenergie den Anteil, der zu Beginn des Jahrtausends noch von allen erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt wurde. Auch innerhalb der erneuerbaren Energien, deren Gesamtanteil am Bruttostromverbrauch sich in 2014 auf rund 28% belief, stellt die Windenergie, mit einem Anteil von 35%, inzwischen die dominierende Stromerzeugungsquelle dar (vgl. Berkhout et al. 2015, S. 12). Abbildung 2 zeigt zusammenfassend die zeitliche Entwicklung der installierten On- und Offshore WEA und der installierten Leistung. Neben dem stetigen

Leistungszuwachs, ist auch der mit dem technologischen Fortschritt zusammenhängende Einsatz von leistungsstärkeren Anlagen zu erkennen. Rund 48% der in 2014 Onshore errichteten WEA wiesen eine Nennleistung von 3-4 MW auf. Die durchschnittlich pro WEA installierte Leistung wurde im Zeitraum des Förderregimes des EEG von rund 0,6 MW auf über 1,5 MW pro WEA gesteigert. Der größte Anteil der installierten Anlagen und Leistung befindet sich weiterhin in den küstennahen Bereichen der nördlichen Bundesländer. Der größte Leistungszubau findet aktuell jedoch im Binnenland und auch an Schwachwindstandorten statt (vgl. Ender 2015, S. 30).

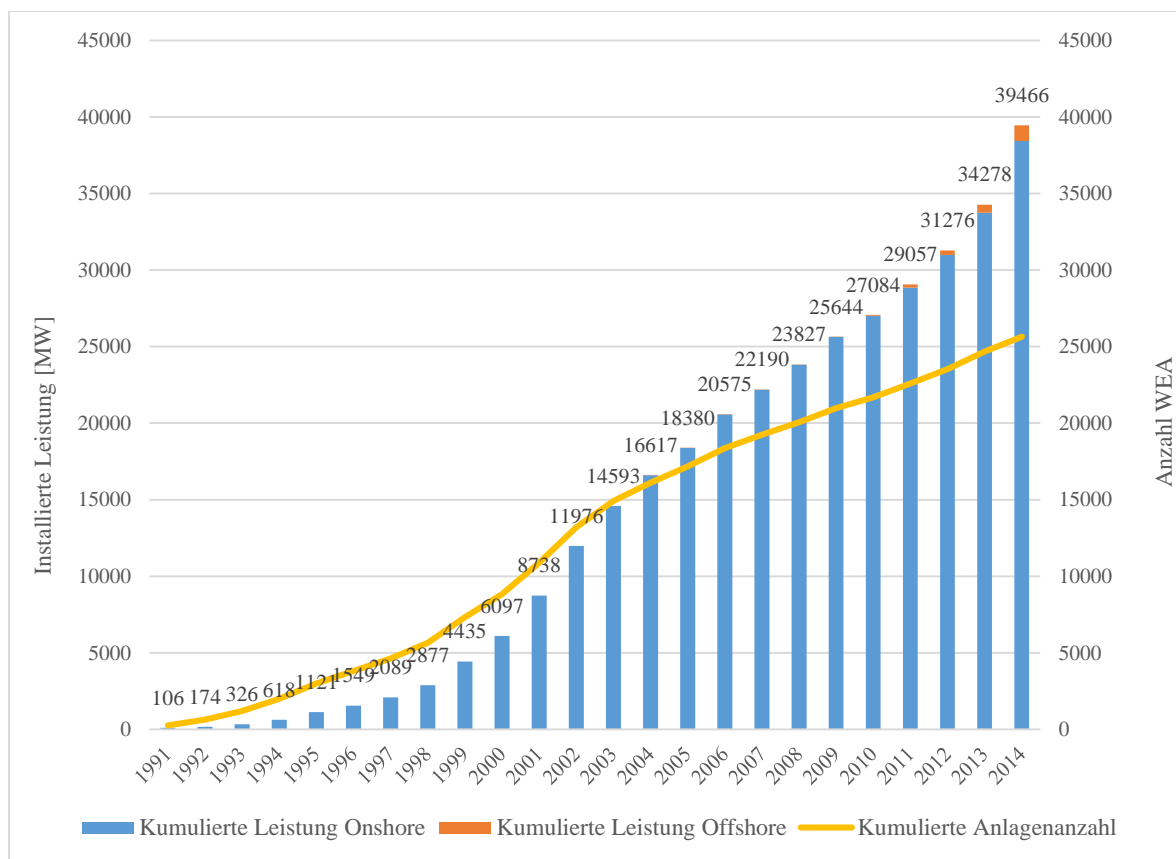


Abbildung 2: Jährlicher Zubau von On- und Offshore WEA und installierter Leistung, eigene Darstellung, Datenquellen: (Berkhout et al. 2015, S. 7), (Falkenberg et al. 2014, S. 12,18)

Aufgrund der Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Rahmen des EEG 2014, ist zukünftig nicht mit vergleichbaren jährlichen Zubauraten zu rechnen. Vielmehr können die in 2014 erreichten Werte, als eine vorgezogene Reaktion auf die neuen Vergütungsmechanismen interpretiert werden, von denen Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 31.12.2014 grundsätzlich noch nicht betroffen sind (vgl. Berkhout et al. 2015, S. 13). Im Bereich der Onshore-Windenergie wurde, neben der weitgehenden Verpflichtung für Anlagenbetreiber zur Direktvermarktung des erzeugten

WEA-Stroms (Marktintegration), der Inkludierung der Managementprämie in die Vergütungssätze und dem ersatzlosen Wegfall des Repowering-Bonus, mit dem EEG 2014 ein systematischer Wechsel bei der Bestimmung der anlagenspezifischen Vergütungssätze und der weiteren Entwicklung des Anlagenzubaues eingeleitet (vgl. Dağaçan et al. 2014, S. 5). Das auf der Basis des Referenzertrages bestehende Modell zur Festlegung der Vergütungssätze aus Grund- und Anfangsvergütung, soll für Neuanlagen ab 2017 durch ein Ausschreibungsverfahren ersetzt werden. Es soll dann die Höhe der anlagenspezifischen finanziellen Förderung bestimmt wird (vgl. Neddermann 2014, S. 52). Eine Degression der Vergütungssätze ist weiterhin vorgesehen, allerdings ist diese nicht mehr als fixer Wert, sondern in Abhängigkeit des quartalsweisen Zubaus von WEA-Leistung angelegt. Der sogenannte atmende Deckel sieht vor, dass sobald der aktuelle Zielkorridor für den Leistungszubau von jährlich 2.400 MW – 2600 MW über- bzw. unterschritten wird, eine Erhöhung bzw. Absenkung der Degressionssätze erfolgt (vgl. Gawel und Lehmann 2014, S. 653).

Die aktuelle Entwicklung des rechtlichen Rahmens verdeutlicht, dass der bisher rasante Ausbau der Windenergie bzw. der erneuerbaren Energien insgesamt, durch die oben geschilderten Maßnahmen planbarer gehalten werden soll, um eine nachhaltige Integration in das aktuelle Strommarktdesign zu gewährleisten und die Herausforderungen für Versorgungssicherheit und den stabilen Betrieb der Versorgungsnetze zu begrenzen.

2.2. Das Strommarktdesign

Aufgrund der exklusiven Eigenschaften des Wirtschaftsgutes Strom, wie beispielsweise seiner Immaterialität, Nichtlagerbarkeit und Netzgebundenheit bedarf es, im Vergleich zu anderen Gütermärkten, einer besonderen Marktinfrastruktur und Organisation, um Handel, Transport und Verteilung zu ermöglichen (vgl. Schwintowski 2014, S. 24). Im liberalisierten System übernehmen dabei die Stromnetzbetreiber, als Marktteilnehmer, die Verantwortung für den Transport und die Bereitstellung des Gutes Strom sowie für den sicheren und verlässlichen Betrieb der benötigten Infrastruktur. Aufgrund der Existenz natürlicher Monopole im Bereich der Versorgungsnetzinfrastruktur werden die Aktivitäten der Netzbetreiber von der Bundesnetzagentur bzw. der Netzagenturen der Bundesländer kontrolliert bzw. reguliert (vgl. Graeber 2014a, S. 4).

Das deutsche Stromversorgungsnetz, das sich in das europäische Verbundnetz (ENTSO-Verbundnetz) integriert, ist über verschiedene Spannungsebenen hierarchisch und vorrangig monodirektional strukturiert. Das von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betriebene Höchstspannungsnetz ist in vier Regelzonen separiert, die über Kuppeltransformatoren und -leitungen miteinander verknüpft sind. Ausgehend von diesem Übertragungsnetz auf 380 kV-220 kV Ebene, sind über Transformatorstationen, darunter die von ca. 900 Unternehmen betriebenen Verteilnetze mit Spannungen von 110 kV – 0,4 kV angegliedert (vgl. Konstantin 2013, S. 463). Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die Aufteilung des deutschen Marktgebietes in die von den ÜNB verantworteten Regelzonen. Während sich die Verantwortungsbereiche von Amprion und TransnetBW ausschließlich auf das Festland beschränken, erstrecken sich die Regelzonen von TenneT und 50 Hertz Transmission inzwischen auch auf den Offshorebereich.



Abbildung 3: Die vier deutschen Regelzonen (Felix et al. 2014, S. 13)

Der Betrieb des Gesamtsystems basiert auf der Anforderung, dass zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorliegt, also die Summe aus Einspeisung, Netzverlusten und der Entnahme von elektrischer Energie in diesem Netzsystem im Saldo nahezu Null beträgt. Daher ergeben sich, neben den oben erwähnten Aufgaben der Netzbetreiber zur Durchleitung und Verteilung der elektrischen Energie die Verpflichtungen, mittels der Erbringung von Systemdienstleistungen, einen sicheren Netzbetrieb und somit eine

verlässliche Stromversorgung zu gewährleisten. Unter diesen Systemdienstleistungen, die nach (Konstantin 2013, S. 464) zu unterscheiden sind in:

- Leistungs-Frequenz-Regelung,
- Spannungshaltung,
- Betriebsführung,
- Versorgungswiederaufbau nach Störungen,

bildet die Leistungs-Frequenz-Regelung auf der Ebene der ÜNB die wichtigste dieser Aufgaben. So bestehen an dieser Stelle komplexe Wechselwirkungen zur wirtschaftlichen Ebene des Strommarktes, also dem Stromvertrieb und der Stromerzeugung und der tatsächlichen physischen Erfüllung im Rahmen des Netzbetriebes. Kern der Anforderung ist die Stabilisierung der Netzfrequenz bei 50 Hz. In diesem Zusammenhang sind die ÜNB verpflichtet Stromhandelsgeschäfte in ihrer Regelzone zu bilanzieren (s. Abschnitt 2.2.1) und entstehende Ungleichgewichte, die in Konsequenz zu einer Destabilisierung der Netzfrequenz führen, durch den Einsatz von Regelernergie (s. Abschnitt 2.2.2) auszugleichen (vgl. Consentec 2014, S. 1–4).

2.2.1. Fahrplanmanagement und Nominierung im Bilanzkreissystem

Die Organisation und Bilanzierung jeglicher physischer Stromhandelsgeschäfte erfolgt auf der Ebene der ÜNB. Als Instrument für die Abwicklung der Lieferungen und Transaktionen dienen die sogenannten Bilanzkreise. Um in einer Regelzone elektrische Energie handeln zu können bzw. um Strom in das Netz einzuspeisen oder entnehmen zu können, müssen die handelnden Marktteilnehmer (Netznutzer), gem. den Vorgaben des § 4 StromNZV, Bilanzkreise bei den jeweiligen ÜNB führen bzw. einem Bilanzkreis angehören. Gegenüber dem jeweiligen ÜNB, in seiner Funktion als Bilanzkoordinator (BiKo), ist von den bilanzkreisbildenden Netznutzern ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zu benennen. Dieser führt und verantwortet jegliche Kommunikation zu dem ÜNB. Einem Bilanzkreis können vom BKV eine beliebige Anzahl von Einspeise- (Kraftwerke) und Entnahmestellen (Letztverbraucher) in einer Regelzone zugeordnet werden. Des Weiteren sieht das Bilanzkreissystem vor, dass jeder existierende Zählpunkt einem Bilanzkreis zugeordnet sein muss, um die hier gemessenen Energiemengen im Strommarkt berücksichtigen zu können (vgl. Konstantin 2013, S. 465).

Der Bilanzkreis dient dazu, sämtliche Ein- bzw. Ausspeisungen in einer viertelstündlichen Auflösung zu saldieren, mit dem Ziel eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen. Neben den, an dem Bilanzkreis zugeordneten Zählpunkten messbaren Energiemengen², werden bei der Bilanzierung auch Energiemengen berücksichtigt, die aus anderen Regelzonen bzw. Bilanzkreisen im- oder auch exportiert werden. Ein Handelsgeschäft zwischen zwei Marktteilnehmern kann nur erfolgen, wenn eine (durch das Handelsgeschäft) definierte elektrische Leistung pro Zeiteinheit (Fahrplan) zwischen zwei Bilanzkreisen ausgetauscht wird. Der Käufer der Energiemenge bilanziert den Fahrplan dabei als Einspeisung, während der Käufer eine Ausspeisung in Höhe des Fahrplans in seiner Bilanz verzeichnet. Beide Marktteilnehmer sind dazu verpflichtet den Austausch der Fahrpläne im Rahmen der Bilanzierung bei den ÜNB anzuzeigen, sodass das Geschäft letztendlich nur abgewickelt werden kann, wenn sich die gemeldeten Fahrpläne der BKV decken. Analog müssen die BKV auch die physische Einspeisung durch Kraftwerke bzw. die Entnahme von Letztverbrauchern als Fahrpläne berücksichtigen, indem sie das Fahrverhalten der hinter den Zählpunkten befindlichen Anlagen prognostizieren und in ihre Bilanz aufnehmen (Fahrplanmanagement) (vgl. Graeber 2014a, S. 6).

Einspeisungen [MW]		Ausspeisungen [MW]	
Kraftwerk Y	163,5	Verbrauch K	0,25
Kraftwerk Z	15,0	Verbrauch L	56
Handelsgeschäft Kauf A	25,0	Verbrauch M	123,5
Handelsgeschäft Kauf B	44,0	Handelsgeschäft Verkauf C	99,75
Import aus eigenem Bilanz- kreis in anderer Regelzone	32,0		
	<u>279,5</u>		<u>279,5</u>

Abbildung 4: Beispielhafte Viertelstundenbilanz eines Bilanzkreises in einer Regelzone, eigene Darstellung

Die Abbildung 4 zeigt beispielhaft eine Viertelstundenbilanz eines BKV, in dessen Bilanzkreis sowohl physische Ein- und Ausspeisepunkte, als auch Handelsgeschäfte, in Form von Fahrplänen, berücksichtigt werden.

² Bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchsstellen (typischerweise Haushaltskunden mit Energiemengenzählern) wird mit sogenannten Lastprofilen ein viertelstundenscharfes Verbrauchsverhalten, in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs und des zugrundeliegenden Verbrauchstyps (Gewerbe, Haushalt, etc.), statistisch ermittelt. Man spricht dann von Standardlastprofilen (vgl. Schwab 2009, S. 763).

Das Fahrplanmanagement stellt eine Schlüsselfunktion für die Funktionsweise des liberalisierten Strommarktes dar. Über die Mitteilung der Fahrpläne der einzelnen Bilanzkreise einer Regelzone an den BiKo erfolgt die Verknüpfung von Handelsebene und der realen Betriebsführung des Übertragungsnetzes. (vgl. Berschadsky 2010, S. 11) Die BKV müssen die von ihnen prognostizierten, viertelstundenscharfen Fahrpläne, gem. den Vorgaben des §5 StromNZV, bis spätestens 14:30 Uhr des der physischen Lieferung vorhergehenden Tages an die zuständigen ÜNB melden (Nominierung). Basierend auf den Nominierungen prüfen die ÜNB diese auf eventuelle Inkonsistenzen der Fahrpläne bzw. Ungleichgewichte der resultierenden Bilanzen und voraussichtliche Netzengpässe. Notwendige Korrekturen sind bei den BKV bis spätestens 15:30 durchzuführen. Die von den ÜNB akzeptierten Fahrpläne können im zeitlichen Verlauf von den BKV noch angepasst werden. Dabei gilt eine Vorlaufzeit von $\frac{1}{4}$ Stunde zu der Lieferviertelstunde deren Leistungswert eine Anpassung erfahren soll.³ Diese Änderungen, die auch als Intradayanpassungen bezeichnet werden, sind sowohl innerhalb einer Regelzone, als auch regelzonenübergreifend realisierbar. Innerhalb einer Regelzone können die Fahrpläne rückwirkend bis spätestens 16:00 Uhr des auf den Liefertag folgenden Tages geändert werden (vgl. Schulz 2008, S. 19).

Sobald ein Bilanzkreis nicht ausschließlich zur Abwicklung von Handelfahrplänen genutzt wird, ist es für einen BKV kaum möglich eine ausgeglichene Bilanz in allen Lieferviertelstunden aufzuweisen. Abweichungen in der tatsächlichen Leistungsbilanz resultieren beispielsweise aus technisch bedingten, ungeplanten Ausfällen eines einspeisenden Kraftwerkes oder sind durch unvorhersehbare Änderungen im Abnahmeverhalten von belieferten Letztverbrauchern zu begründen. (vgl. Graeber 2014a, S. 6) In der Vergangenheit standen, aufgrund der gut planbaren Fahrweise von konventionellen, auf fossilen oder nuklearen Brennstoffen basierenden Großkraftwerken, hauptsächlich Verbrauchsprognosen im Fokus des Fahrplanmanagements. Inzwischen ist, bedingt durch die vermehrte Einspeisung von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien, die einen vergleichsweise schwerer zu planenden, volatilen Lastverlauf aufweisen (z.B. Windenergie und Photovoltaik), auch eine komplexere Fahrplanprognose für die Bilanzkreiseinspeisungen notwendig (vgl. Jarass et al. 2009, S. 260; Schulz 2008, S. 2; Consentec 2014, S. 5).

³ Beispiel: Soll für die Viertelstunde von 15:00-15:15 Uhr ein geänderter Fahrplanwert nominiert werden, so ist diese spätestens bis 14:45 (Gate Closure Time) dem jeweiligen ÜNB mitzuteilen.

Letztendlich resultieren die Bilanzungleichgewichte, unabhängig davon, ob auf Einspeise- oder Verbrauchsseite liegend, aus Abweichungen des realen Fahrverhaltens der im Bilanzkreis berücksichtigten physischen elektrischen Anlagen, von ihren vorgesehenen Fahrplänen – die Anlagen verhalten sich nicht fahrplamtreu. Die einzelnen Bilanzkreise müssen für die aus ihren Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme resultierenden Differenzmengen die sogenannte Ausgleichsenergie beziehen, die eine finanzielle Pönalisierung der Fahrplanabweichungen impliziert und deren Kosten aus der von den ÜNB koordinierten Erbringung von Regelenergie resultiert (vgl. Konstantin 2013, S. 471).

2.2.2. Regel- und Ausgleichsenergie

Auf physischer Ebene führen die Fahrplanabweichungen in den einzelnen Bilanzkreisen einer Regelzone ebenfalls zu einem Leistungsungleichgewicht, das sich in der Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert von 50 Hz widerspiegelt. Dabei entspricht der Saldo der Ungleichgewichte aller Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone dem Regelzonenbilanzungleichgewicht, welches die ÜNB mithilfe des Einsatzes von Regelenergie aktiv und in Echtzeit ausgleichen (vgl. Konstantin 2013, S. 468).

Unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation bzw. der jeweilig existierenden Regelzonensaldi wird von den ÜNB positive oder negative Regelleistung eingesetzt. Existiert ein Erzeugungüberschuss (Überspeisung), wodurch die Netzfrequenz über den Wert von 50 Hz steigt, wird diesem negativen Regelzonensaldo mit dem Einsatz von negativer Regelenergie begegnet. Die Frequenz wird durch das Zuschalten von Verbrauchern bzw. das Abschalten von Erzeugungskapazitäten auf den Sollwert zurückgeführt. Im gegenteiligen Fall eines positiven Regelzonensaldos, ist die Verbrauchsleistung größer der Erzeugungsleistung (Unterspeisung). Die Frequenz wird durch das Zuschalten zusätzlicher Erzeugungskapazitäten oder durch die Trennung von Verbrauchslasten erhöht, bis der Sollwert von 50 Hz wieder erreicht ist (vgl. Consentec 2014, S. 4ff.).

Im Rahmen dieses Prozesses werden von den ÜNB im zeitlichen Verlauf einer Frequenzstörung in definierter Reihenfolge drei unterschiedliche Qualitäten von Regelleistung eingesetzt: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Primärregelung wird bereits nach wenigen Sekunden, nach Eintritt der Störung, im gesamten UCTE-Netz

gemeinschaftlich erbracht. Die Aktivierung erfolgt nicht zentral durch den ÜNB, sondern automatisch durch eine Frequenzmessung an den beteiligten Anlagen. Ziel des Einsatzes der Primärregelung ist die akute Stabilisierung der Netzfrequenz (vgl. Schwab 2009, S. 765). Innerhalb eines Minutenbereichs wird dann die Sekundärregelung durch den jeweilig vom Regelzonenbilanzungleichgewicht maßgeblich betroffenen ÜNB⁴ gezielt aktiviert und die Primärregelung ersetzt. Ziel ist es, die bisher nur stabilisierte Netzfrequenz auf den Sollwert zurückzuführen sowie die Primärregelung für einen erneuten Einsatz freizustellen. Bei länger andauernden Systembilanzstörungen oder je nach Auslastungsgrad der Sekundärregelreserve, wird Tertiärregelung (auch Minutenreserve) ebenfalls zentral durch den jeweilig zuständigen ÜNB aktiviert. Die Tertiärregelung unterstützt die Sekundärregelung und löst diese schließlich ab. Während die Anpassung der Anlagenfahrweise bei Primär- und Sekundärregelungseinsatz auf Basis von kontinuierlichen Regelsignalen erfolgt, werden bei der Tertiärregelung Fahrpläne von den ÜNB erstellt, die von den beteiligten Anlagen abgefahren werden müssen (vgl. Consentec 2014, S. 11f.). Eine Stunde nach Eintritt der Systembilanzstörung und der Sollwertzurückführung der Frequenz, ist der BKV, in dessen Bilanzkreis die Fahrplanabweichung aufgetreten ist, die zur Frequenzdestabilisierung geführt hat, zur Aktivierung eigener Reserven (Stundenreserve) verpflichtet. Dieser muss überschüssige bzw. benötigte Energiemengen dann entsprechend handeln und gemäß den in Abschnitt 2.2.1 genannten Fristen bei seinem Fahrplanmanagement berücksichtigen. (vgl. Konstantin 2013, S. 470)

Da die ÜNB im Rahmen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette bzw. der damit verbundenen wettbewerbsrechtlichen Regelungen (Unbundling) keinen eigentumsbasierten Zugriff auf Erzeugungskapazitäten oder schaltbare Lasten haben dürfen, sind die ÜNB gem. §22 EnWG Abs. 2 und §6 Abs.1 StromNZV verpflichtet die für die Regelenergieerbringung benötigten Reserveleistungen über ein diskriminierungsfreies, anonymes sowie internetbasiertes Ausschreibungsverfahren zu beschaffen. Aktuell wird über die von den vier deutschen ÜNB gemeinsam betriebene Internetplattform (<http://www.regelleistung.net>), die auch als Regelenergiemarkt bezeichnet wird, die Produkte Primärregelleistung (PRL), positive und negative Sekundärregelleistung (SRL) sowie positive und negative Minutenreserveleistung (MRL) verauktioniert. Sofern ein Anbieter von steuerbaren Erzeugungs- bzw. Verbrauchskapazitäten nachweislich die Präqualifikationsanforderungen

⁴ Die einzelnen Regelzonenungleichgewichte werden saldiert und nur das über alle vier Regelzonen bestehende Saldo durch Sekundärregelung bzw. Tertiärregelung koordiniert ausgeglichen. Dadurch wird ein „Gegeneinanderregeln“ der ÜNB kosteneffizient vermieden (vgl. Heuck et al. 2010, S. 503).

erfüllt, die sich aus dem technischen Regelwerk ergeben⁵, kann er sich an den Ausschreibungsverfahren beteiligen (vgl. Consentec 2014, S. 13).

Während die Auktion der PRL ausschließlich auf der Abgabe eines Leistungspreises für die angebotene Leistung basiert, sind für Gebote bei den Auktionen für positive bzw. negative SRL und MRL neben den Leistungspreisen auch noch Arbeitspreise von den Anbietern abzugeben. Die abgegebenen Leistungspreise entscheiden immer über die Zuschlagung des Gebots. Die Gebote werden in aufsteigender Reihenfolge anhand der Leistungspreise, bis zum Erreichen der von den ÜNB ausgeschriebenen Leistung bezuschlagt und vergütet den Anbieter für die reine Vorhaltung der angebotenen Leistung (vgl. Konstantin 2013, S. 471). Der Einsatz bzw. Abruf der Regelleistung, letztendlich die Verrichtung von Arbeit, wird dem Anbieter, im Falle von SRL und MRL, separat, über den abgegebenen Arbeitspreis vergütet. Der Arbeitspreis unterliegt keiner Reglementierung und kann vom Anbieter individuell festgelegt werden⁶. Analog zum Leistungspreis, erfolgt der Abruf bzw. der Einsatz der technischen Einheiten in Reihenfolge der abgegebenen Arbeitspreise, in aufsteigender Reihenfolge (vgl. Consentec 2014, S. 26ff.).

Die dem ÜNB für die Vorhaltung und Abrufe von Regelleistung entstandenen Kosten werden auf die Netznutzer bzw. BKV umgelegt. Die Kosten für Vorhaltung der Regelleistung (Summe der Umsätze aus gezahlten Leistungspreisen) werden in die Netzentgelte auf Höchstspannungsebene integriert (vgl. Schwab 2009, S. 706). Die aus den Abrufen der Regelleistung resultierenden Regelenergiekosten (Summe der Umsätze aus gezahlten Arbeitspreisen) werden mittels des Ausgleichsenergiepreises auf die BKV umgelegt. Die nachfolgende Abbildung gibt zusammenfassend einen Überblick über das Zusammenwirken von ÜNB, Anbietern von Regelleistung und den Bilanzkreisen.

⁵ Die Präqualifikationsanforderungen für eine technische Einheit sind pro Regelleistungsart im Transmissioncode (2007) definiert. Diese gelten auch für Windenergieanlagen oder Akkumulatoren, sofern diese zur Regelenergieerbringung eingesetzt werden sollen. (vgl. Regelleistung.net 2015, S. 4)

⁶ Die abgegebenen Arbeitspreise können auch negativ sein. Insbesondere die Produkte der negativen SRL und MRL weisen häufig ein negatives Vorzeichen auf da die Anbieter hier bereit sind Produktionsminderungen (Kraftwerke) bzw. Bezugsmengen (Verbraucher) zu vergüten (vgl. Consentec 2014, S. 26).

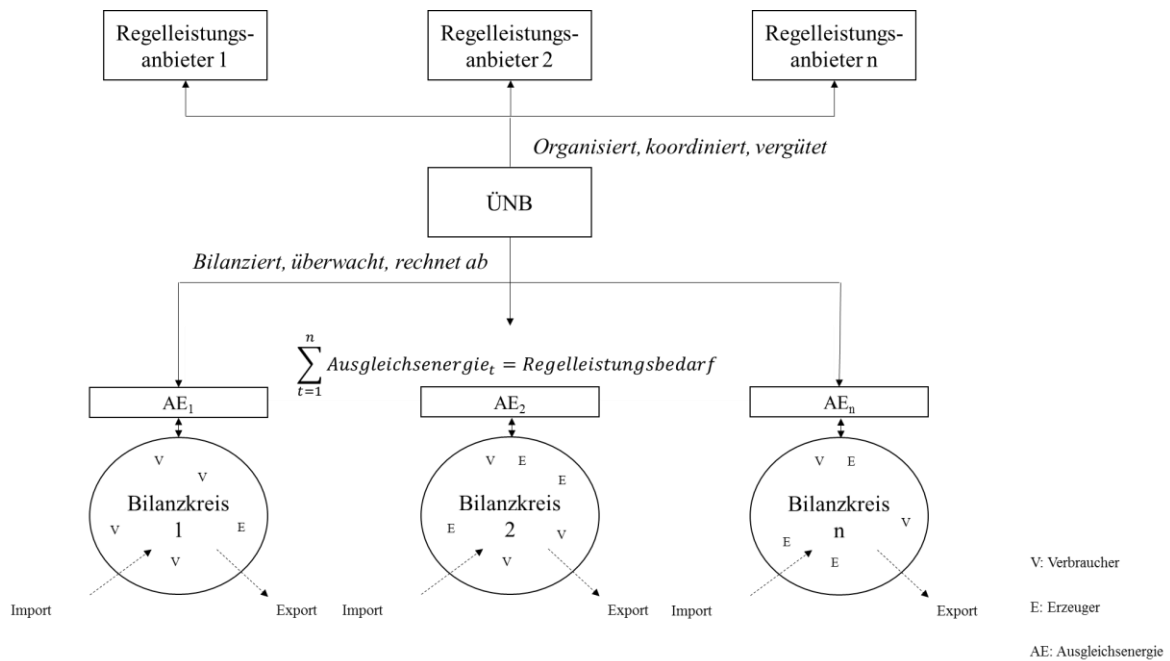


Abbildung 5: Zusammenwirken von ÜNB, BKV und Regelleistungsanbietern, eigene Darstellung in Anlehnung an (Roon 2007, S. 17)

Die Ermittlung des viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreises erfolgt regelzonenübergreifend und basiert grundsätzlich auf dem Quotienten aus den entstandenen Regelenergiekosten und dem Saldo der von den ÜNB abgerufenen Regelenergiearbeit. Der sich ergebende Preis kann ein positives oder negatives Vorzeichen aufweisen und gilt sowohl für die Abrechnung der Ausgleichsenergiemengen überdeckter, als auch unterdeckter Bilanzkreise. Daher kann keine pauschale Aussage darüber getroffen werden, welche finanzielle Auswirkung der Ausgleichsenergiebezug bzw. die Ausgleichsenergieabgabe eines Bilanzkreises auf das wirtschaftliche Ergebnis eines BKV hat. Liegt ein negativer Ausgleichsenergiepreis vor, so erhält der BKV im Falle eines überspeisten Bilanzkreises (Ausgleichsenergiemenge ist negativ) eine Rechnung, während aus bei einer Unterspeisung eine Gutschrift resultieren würde. Für einen positiven Ausgleichsenergiepreis ergeben sich dementsprechend umgekehrte Zahlungsströme zwischen BKV und ÜNB. Die nachfolgende Abbildung 6 zeigt den Zusammenhang von Ausgleichsenergiepreis und dem Saldo aller deutschen Regelzonen für die Viertelstunden des Monats Januar 2014. Verdeutlicht wird hier vor allem die erhebliche Streuung der Ausgleichsenergiepreise, die u.a. auf die am Regelenergiemarkt kontrahierten (unterschiedlichen) Arbeitspreise für SRL und MRL sowie deren jeweiliges abgerufenes Volumen zurückgeführt werden kann (vgl. Consentec 2014, S. 37–38).

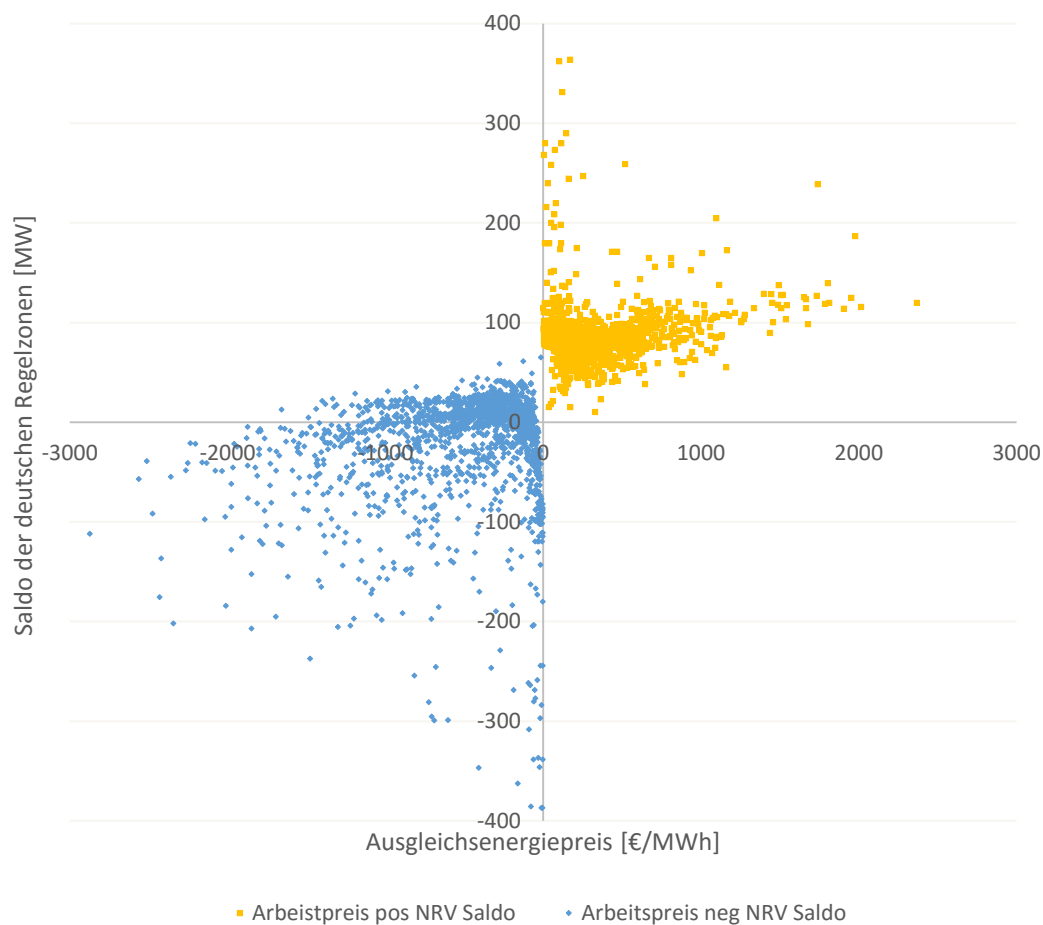


Abbildung 6: Korrelation des Ausgleichsenergiepreises mit dem Saldo der deutschen Regelzonen im Januar 2014, eigene Darstellung, Datenquelle: (50Hertz 2014b)

Die dargestellte Streuung der Ausgleichsenergiepreise macht eine ex-ante Abschätzung der finanziellen Auswirkungen des Bilanzkreissaldos für den BKV unmöglich. Für Bilanzkreisverantwortliche, deren Bilanzkreise komplex beplanbare physische Einspeisestellen aufweisen, folgt daraus ein gesteigertes finanzielles Risiko (vgl. Galloway et al. 2006, S. 106). Dementsprechend besteht für den BKV, neben der rechtlichen Verpflichtung zur Herstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz, ein Anreiz, durch Vermeidung von Ausgleichsenergiemengen, um das aus den Ausgleichsenergiepreisen resultierende finanzielle Risiko zu minimieren. Folglich ist davon auszugehen, dass der Bezug/Lieferung einer Ausgleichsenergiemenge in der Regel höhere Kosten verursacht, als eine entsprechende Transaktion am Großhandelsmarkt (vgl. Graeber 2014a, S. 9).

2.2.3. Handelsplätze und Produkte für Strom

Im liberalisierten Strommarkt kann das Gut Strom wettbewerbsbasiert und frei zwischen zwei Marktparteien gehandelt werden. Solche Transaktionen, die nicht ausschließlich der Letztverbraucherbelieferung dienen, können als Stromgroßhandelsgeschäfte verstanden werden. Ein Beispiel für eine solche Transaktion wäre der Verkauf von in Windenergieanlagen erzeugten Strommengen, gemäß eines Fahrplans, an eine andere Marktpartei. Der Großhandelsmarkt, als der Ort an dem der Handel stattfindet, lässt sich anhand diverser Kriterien weiter differenzieren. Grundsätzlich kann unterschieden werden, ob der Handel institutionalisiert, über eine Strombörse, oder unmittelbar und bilateral zwischen zwei Handelspartnern stattfindet. Der direkte Handel zwischen zwei Marktparteien wird auch als „over-the-counter“-Handel (OTC) bezeichnet. Während der OTC-Handel, aufgrund der Möglichkeit der flexiblen und individuellen Ausgestaltung des Handelsgeschäftes zahlreiche unterschiedliche Produkte und Kontraktvariationen hervorbringt, zeichnet sich der börslich organisierte Stromhandel durch die Standardisierung der handelbaren Produkte, die Preistransparenz und die weitergehende Anonymität der Handelsparteien aus (vgl. Berschadsky 2010, S. 13ff.). Für den Handel mit Strom aus Windenergieanlagen sind in Deutschland vor allem die börslich gehandelten Produkte relevant, da u.a. das EEG die Bewertung des in Windenergieanlagen erzeugten Stroms anhand des Börsenpreises vorsieht (vgl. Graeber 2014b, S. 18).

Daher werden im Folgenden die grundlegenden Marktsegmente für die Commodity Strom des börslichen Großhandelsmarktes der European Energy Exchange (EEX) bzw. der European Power Exchange (EPEX SPOT), die sich in den Termin-, Spot- und Intradaymarkt untergliedern lassen, beschrieben.

Am Terminmarkt der EEX werden Produkte gehandelt, deren Erfüllung zu einem definierten Zeitpunkt bzw. über einen definierten Zeitraum in der Zukunft erfolgt. Die Motivation für das Agieren eines Marktteilnehmers auf dem Terminmarkt lässt sich in der Regel auf eine gewünschte Preis bzw. Mengenabsicherung für die Zukunft zurückführen. Aber auch Spekulation und Arbitragebestreben können zu den Handelsmotiven am Terminmarkt gezählt werden. (vgl. Schwintowski 2014, S. 384) Die handelbaren Kontrakte umfassen eine fest definierte Lieferleistung von 1,0 MW und können über ihre unterschiedlichen Lieferzeiträume und Fahrplanstrukturen weiter differenziert werden. So haben die Kontrakte Lieferperioden von einem Tag, einer Kalenderwoche, einem Monat, einem Quartal oder

einem ganzen Jahr. Je nach Struktur des Fahrplans innerhalb des Lieferzeitraums, kann weiter in Base-, Peak-, bzw. Off-Peak-Produkte unterschieden werden. Im Falle eines Baseproduktes wird die zugrundeliegende Leistung in allen Stunden innerhalb des Erfüllungszeitraumes geliefert, während im Falle von Peakprodukten nur von Montag bis Freitag von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr und bei Off-Peak-Produkten von 20:00 Uhr bis 08:00 und in allen Wochenendstunden geliefert wird (vgl. EEX 2015, S. 6ff.). Über die Kombination der vorhergenannten Produktspezifikationen kann dann das Volumen eines Handelsgeschäftes definiert werden.

Am Terminmarkt für Strom erfolgt die Preisfindung im fortlaufenden Handel, sodass Käufer und Verkäufer jederzeit Preisgebote abgeben können bzw. annehmen und damit ein Geschäft abschließen können. Handelspartner ist jedoch immer die Börse. Die am Terminmarkt handelbaren Stromprodukte werden ausschließlich finanziell erfüllt. Es findet ab dem Zeitpunkt des Handelsgeschäfts bis zum Ende des Kontraktes (täglich) ein finanzieller Ausgleich zwischen dem aktuellen Wert des Kontraktes und dem Tagesabrechnungspreis (Settlementpreis des Spotmarktes) statt. Die physische Deckung des Bedarfs bzw. die Veräußerung von Strommengen erfolgt dann über den Spotmarkt – wie nachfolgend beschrieben (vgl. Schwintowski 2014, S. 384).

Der Spotmarkt der EPEX SPOT wird auch als Day-Ahead-Markt bezeichnet, da hier Produkte mit physischer Erfüllung am Folgetag gehandelt werden. Im Gegensatz zum System des fortlaufenden Handels am Terminmarkt, findet die Preisbildung am Spotmarkt auf Basis einer verdeckten Auktion statt. Bis 12:00 Uhr eines Tages können Händler für jede einzelne Stunde des folgenden Tages Gebote aus unterschiedlichen Preis-Mengenkombinationen an die Börse melden. Dabei umfassen die stundenscharfen Gebote mindestens 0,1 MW, die mit Preisen von -500 €/MWh bis 3000 €/MWh kombinierbar sind. Auch können Gebote für zusammenhängende Einzelstunden (Blockgebote) abgegeben werden (vgl. EPEX Spot SE 2015, S. 9). Die händlerindividuellen Gebote werden von der Börse in stündliche Angebots- und Nachfragekurven umgewandelt und über alle Gebote summiert, sodass aggregierte Nachfrage- und Angebotskurve entstehen. Der Schnittpunkt beider Kurven bildet dann den stündlichen Gleichgewichtspreis (Market-Clearing-Price), der von den Käufern bezahlt wird bzw. den Anbieter für den Verkauf der Gebotsmenge erhalten. Die Handelsentscheidung erfolgt über das Einsetzen des Gleichgewichtspreises in

die individuellen Gebote der Händler. Gebote außerhalb bzw. mit Preisen oberhalb des Gleichgewichtspreises finden keine Berücksichtigung. (vgl. Schwintowski 2014, S. 382)

Nachfolgende Abbildung 7 verdeutlicht die Funktionsweise der Preisermittlung bei der Spotmarkt-Auktion an der EPEX SPOT. Die für die einzelnen Stunden berechneten Gleichgewichtspreise werden von der Börse täglich gemittelt und als Indizes veröffentlicht. Diese haben dann, neben der oben angesprochenen Verwendung bei der Bewertung von Terminmarktkontrakten, einen Referenzpreischarakter für OTC-Handelsgeschäfte (vgl. Schwintowski 2014, S. 378).

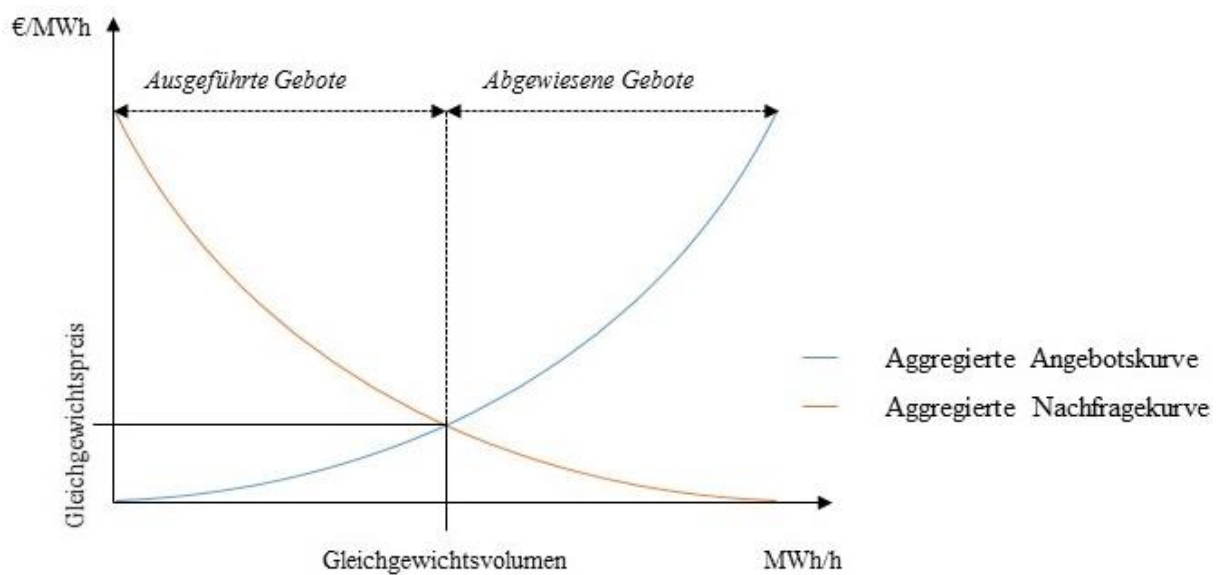


Abbildung 7: Preisermittlung bei der Spotmarktauktion, eigene Darstellung

Als Handelspartner tritt, wie auch bei den Terminmarktgeschäften, die Börse auf. Da hier aber eine physische Erfüllung der Kontrakte vorgesehen ist, tritt die Börse zusätzlich als Bilanzkreisverantwortlicher auf, wobei der Börsenbilanzkreis aufgrund seiner ausschließlichen Durchleitungsfunktion, als Bindeglied zwischen Käufern- und Verkäufern, eine stets ausgeglichene Leistungsbilanz impliziert. Nach der fristgerechten Meldung der Fahrpläne an den ÜNB (bis 14:30 Uhr des der Lieferung vorhergehenden Tages), können die Geschäfte als physisch erfüllt betrachtet werden.

Der börsliche Intradaymarkt für die deutschen Regelzonen, der ebenfalls durch die EPEX SPOT, betrieben wird, bietet die Möglichkeit physisch zu erfüllende Stromprodukte mit einer Vorlaufzeit von 30 Minuten vor der physischen Erfüllung zu handeln. Ein Engagement am Intradaymarkt ermöglicht Händlern bzw. Bilanzkreisverantwortlichen untertäglich mögliche Prognosefehler im Day-Ahead-Fahrplan durch Handel zu korrigieren und damit

den Bezug von Ausgleichsenergie zu vermeiden bzw. zu minimieren. Auch ist der Handel von einzelnen Viertelstunden realisierbar, so dass eine detailliert aufgelöste Deckung eines prognostizierten Fahrplans mit standardisierten Produkten möglich ist (vgl. Berschadsky 2010, S. 32).

Die Preisfestsetzung erfolgt im Intradayhandel wiederum in einem fortlaufenden Verfahren. Die Teilnehmer können in einer Handelsphase jederzeit Gebote (Orders) an die Börse übertragen. Jeweils ab 16:00 Uhr eines jeden Tages können alle einzelnen Viertelstunden des folgenden Tages gehandelt werden. Wie schon bei der Day-Ahead-Auktion umfasst ein Kontrakt mindestens 0,1 MW, die Preisgrenzen der Gebote liegen im Intradaymarkt abweichend bei $-9.999,99$ € und $9.999,99$ €. Neben den einzelnen Viertelstunden oder Stunden, können am Intradaymarkt auch Blöcke aus aufeinanderfolgenden Einzelstunden gehandelt werden. Am Intradaymarkt können die Händler ihre Orders noch mit diversen Ausführungsbedingungen versehen, die z.B. die Gültigkeitsdauer eines abgegebenen Gebots beschränkt oder über die Möglichkeit einer Teilausführung von Orders (hinsichtlich der Menge) entscheiden. Der Abschluss eines Handelsgeschäftes erfolgt durch die Zusammenführung von passenden Geboten (Ask- und Bitorders) im Orderbuch der Börse. Die physische Erfüllung des Geschäftes erfolgt wiederum durch die Meldung des dem Geschäft entsprechenden Fahrplans durch die Börse und den betreffenden Bilanzkreisverantwortlichen an den jeweiligen ÜNB (vgl. EPEX Spot SE 2015, S. 14ff.).

Der zunehmende Einfluss der erneuerbaren Energien ist vor allem an der Preisentwicklung der Kurzfristmärkte an der EPEX Spot nachvollziehbar. Sowohl die ÜNB, als auch die Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Händler von Strom aus erneuerbaren Energien Anlagen nutzen vorrangig den börslichen Spotmarkt zur Veräußerung von Energiemengen (vgl. Graeber 2014b, S. 15f.). Grundsätzlich hat die Einbringung der Leistung aus erneuerbaren Energien in den Spotmarkt eine preissenkende Wirkung, da die Grenzkosten dieser Anlagen deutlich unter denen konventioneller Kraftwerke liegen. Andererseits führt die Fluktuation in der Verfügbarkeit der Anlagen (Wetterabhängigkeit) zu einer verschärften Volatilität der Marktpreise (vgl. Schwintowski 2014, S. 401f.).

2.3. Markt- und Systemintegration von Strom aus Windenergieanlagen

Die Ausgestaltung des EEG führte in der Vergangenheit dazu, dass Betreiber von Windenergieanlagen ihren erzeugten Strom nicht selbstständig über die bereits genannten Märkte veräußern mussten. Auch mussten die Betreiber keine Verantwortung im Rahmen des Fahrplan- und Bilanzkreismanagements übernehmen. Vielmehr schützten die Regelungen des EEG die Anlagenbetreiber umfassend vor Wettbewerb. So wurde mittels des Instrumentes der fixen und auf grundsätzlich 20 Jahre garantierten Einspeisevergütung eine marktpreisunabhängige Stromproduktion begünstigt. (vgl. Kopp et al. 2012, S. 244) Die Aufgaben der Vermarktung des Stroms sowie der Bilanzkreisverantwortung für Windenergieanlagen lagen vollständig bei den ÜNB. Vor dem Hintergrund der bereits aufgezeigten stetigen Zunahme der Bedeutung der erneuerbaren Energien bzw. der Windenergie im Besonderen in der deutschen Stromerzeugungsstruktur existiert an dieser Stelle ein Spannungsverhältnis zu dem Gedanken eines marktwirtschaftlich organisierten und liberalen Strommarktes, da bei einer Fortführung des Einspeiseregimes Großteile der auf dem Markt befindlichen Anbieter entkoppelt von Marktsignalen operieren. (vgl. Gawel und Purkus 2013, S. 44) Der daraus resultierenden Herausforderung, der weitreichenden Integration der in erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen) erzeugten Strommengen in den wettbewerbsbasierten Markt (Marktintegration) und der Übertragung von Verantwortung hinsichtlich von Netzstabilität und Versorgungssicherheit auf diese Anlagen (Systemintegration), ist der Gesetzgeber mit der Einführung der Direktvermarktung begegnet (vgl. Scheffler 2014, S. 8).

2.3.1. Direktvermarktung im Rahmen des EEG

Kern der Direktvermarktung ist, dass der Anlagenbetreiber, sowohl auf die feste Einspeisevergütung, als auch auf die garantierte Abnahme des von ihm erzeugten Stroms verzichtet und diesen stattdessen eigenmächtig an Handelsplätzen vermarktet. Im Rahmen der Direktvermarktung werden EE-Anlagen bilanz- und regelungstechnisch wie konventionelle Kraftwerke behandelt und stehen somit in direkter Konkurrenz zu allen anderen auf dem Markt agierenden Erzeugern. Die Direktvermarktung ermöglicht den Betreibern die von ihnen erzeugte Energie in Eigenregie oder durch Zwischenhändler, die in diesem Zusammenhang auch Direktvermarkter genannt werden, an Strommärkten zu veräußern. Dabei ist der Markt, an dem der erzeugte Strom veräußert wird nicht eingegrenzt. Während

die Direktvermarktung im EEG 2012 noch einen optionalen Charakter aufwies, ist diese nun für Neuanlagen grundsätzlich verpflichtend⁷ (vgl. Gawel und Lehmann 2014, S. 654).

Das EEG 2014 unterscheidet in § 20 Abs. 1 zwei verschiedene Arten der Direktvermarktung zwischen denen ein Anlagenbetreiber, unabhängig vom Inbetriebnahmejahr und der installierten Leistung der Anlage, wählen und monatlich wechseln kann:

- Die geförderte Direktvermarktung (Marktprämienmodell)
- Die sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung meint die förderungslose und ausschließlich marktpreisbasierte Veräußerung des erzeugten Stroms und spielt daher eine untergeordnete Rolle. Das aktuell dominierende Vermarktungsmodell für Windstrom ist das Marktprämienmodell (vgl. Klobasa et al. 2013, S. 7).

Im Marktprämienmodell erhält der Anlagenbetreiber neben den erzielten direktvermarktungserlösen, für die produzierten Energiemengen, die in einem nach § 35 EEG 2014 geeigneten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wurden, gem. § 34 EEG 2014 eine Marktprämie (MP). Eine weitere im EEG 2014 definierte Voraussetzung für die Inanspruchnahme der MP bildet die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit der Anlage, die dem Vermarkter die jederzeitige Überwachung und ggf. Änderung der aktuellen Einspeiseleistung, mittels Fernwirktechnik, ermöglicht. (vgl. Dağışan et al. 2014, S. 4)

Die MP gleicht, die Differenz zwischen dem anlagenspezifischen EEG Vergütungssatz (AW - anzulegender Wert) und einem technologiespezifisch berechnetem Marktwert (MW) aus (vgl. Graeber 2014a, S. 23). Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber vom anschließenden Verteilnetzbetreiber ausgezahlt, der die ihm dadurch entstehenden Kosten, im Rahmen des Prozesses der AusglMechV, über die EEG-Umlage refinanziert. (vgl. Scheffler 2014, S. 22) Die gewährte Marktprämie wird monatlich auf Basis des nachfolgenden Zusammenhangs ermittelt.

$$MP = AW - MW \quad (2.1)$$

⁷ Nach § 37 EEG 2014 sind Anlagen, mit einer Leistung unter 100 kW, von der Verpflichtung zur Direktvermarktung ausgenommen

Die Ermittlung des Marktwertes erfolgt ex-post und technologiespezifisch⁸ gem. Anlage 1 EEG 2014. Im Falle der Windenergie (getrennt nach On- und Offshore), werden die für jede Stunde von Windenergieanlagen produzierten Strommengen⁹, mit dem für die jeweilige Stunde geltenden Preis aus der Spotmarktauktion der EPEX Spot multipliziert. Diese Umsätze werden für einen Kalendermonat aufsummiert und anschließend durch die im Kalendermonat insgesamt von Windenergieanlagen produzierte Strommenge dividiert.

Der Anlagenbetreiber erhält durch die Marktprämie einen Anreiz durch eine effiziente Vermarktung der produzierten Strommengen, Direktvermarktungserlöse oberhalb des Marktwertes zu generieren und somit, bezogen auf die Einspeisevergütung, ein besseres Ergebnis zu erwirtschaften (vgl. Schwintowski 2014, S. 148). Der Anreiz der Generierung von Zusatzerlösen, durch z.B. die Verlagerung der Einspeisung in Hochpreiszeiten, kann zudem als Grundlage für eine verbesserte Systemintegration der Anlagen angesehen werden. Eine preissensible Vermarktung impliziert dabei eine Anpassung des Einspeiseverhaltens an bestehende Nachfragesituationen (vgl. Gawel und Purkus 2013, S. 48). Um die sich mit der Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber ergebenden Mehraufwände, wie z.B. Transaktionskosten für den Stromhandel, zu berücksichtigen, wurde mit dem EEG 2012 die technologiespezifische Managementprämie (MMP) als weitere Anreizkomponente in der Marktprämie verankert. Basierend auf der oben erläuterten Verpflichtung zur Direktvermarktung durch das EEG 2014, ist die MMP für Neuanlagen in den anzulegenden Wert integriert worden und findet bei der Berechnung der Marktprämie keine weitere Anwendung. (vgl. Dağaşan et al. 2014, S. 4) Bei Bestandsanlagen, wird die MMP gem. § 100 Abs. 1 Nummer 8 weiterhin gewährt, indem der anzulegende Wert bei der Berechnung der Marktprämie um den aktuell gültigen Satz der MMP erhöht wird.

$$MP = AW + MMP - MW \quad (2.2)$$

Die nachfolgende Abbildung 8 zeigt zusammenfassend die resultierenden Erlöspotentiale des Marktprämienmodells nach EEG 2014, für Neu- und Bestandsanlagen, im Vergleich zur Einspeisevergütung.

⁸Die Berechnung der technologiespezifischen Marktwerte berücksichtigt, dass Windstrom im Vergleich zu peaklastigem Photovoltaikstrom oder Strom aus regelbaren erneuerbaren Energieanlagen häufiger zu Zeiten niedriger Preise verfügbar ist und dementsprechend eine geringere Wertigkeit besitzt. (vgl. Gawel und Purkus 2013, S. 47)

⁹ Basis sind die Online-Hochrechnungen der Einspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Veröffentlichung der Werte durch die ÜNB erfolgt auf der Internetplattform <http://www.netztransparenz.de/>

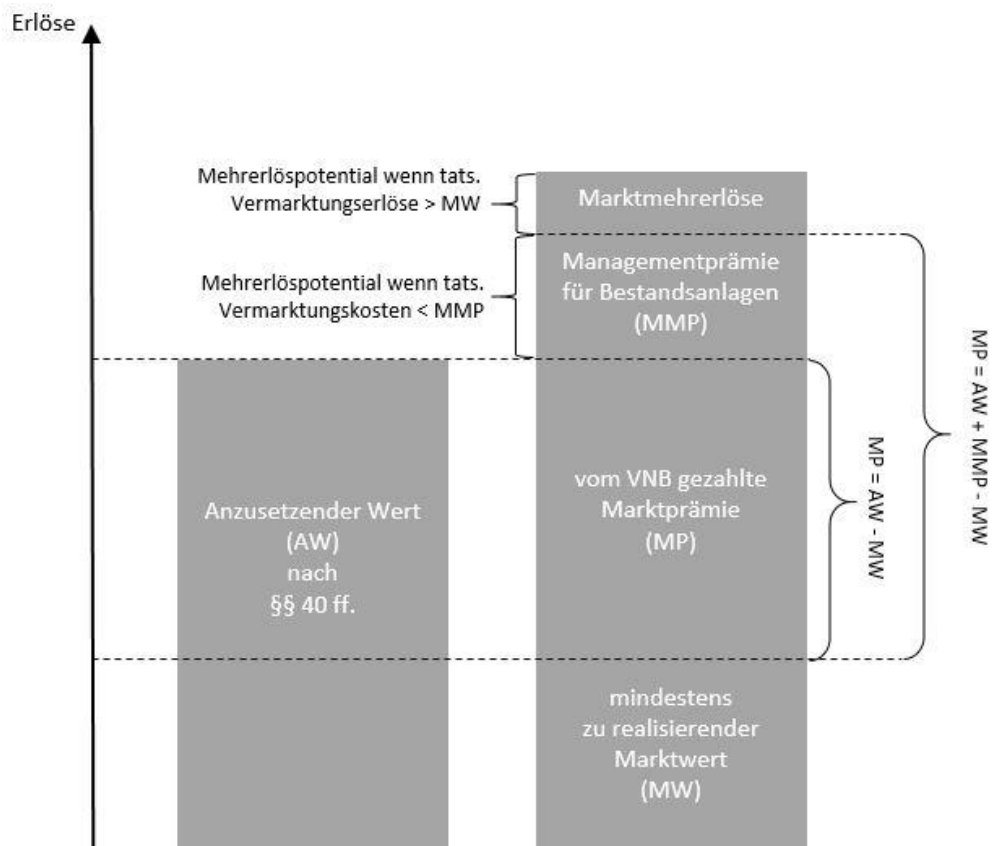


Abbildung 8: Erlöspotentiale im Rahmen der Marktprämie, eigene Darstellung in Anlehnung an (Gawel und Purkus 2013, S. 47)

2.3.2. Auswirkungen von Fahrplanabweichungen auf Netz und Vermarktungsergebnis

Im Rahmen der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell besteht – gegenüber der Chance auf das Erwirtschaften zusätzlicher Erlöse – auch das Risiko, dass sich ein Vermarktungserlös bzw. Durchschnittspreis für die Vermarktung unterhalb des AW ergibt (vgl. Gawel und Purkus 2013, S. 47). In Bezug auf die Realisierung des Marktwertes über die Day-Ahead-Vermarktung kann dies der Fall sein, wenn die jeweilige Anlage durch ihren Standort (lokale Windverhältnisse im Vergleich zum regelzonenübergreifenden Mittel) oder durch technische Gegebenheiten von dem, in der Marktwertberechnung berücksichtigten Anlagendurchschnitt abweicht.

Den größeren Einfluss auf das Ergebnis haben jedoch die operativen Vermarktungskosten. Der anzusetzende Wert kann nur erreicht werden, wenn die Vermarktungskosten unterhalb

der Managementprämie liegen bzw. ein realisierter Marktmehrerlös die Vermarktungskosten decken kann (vgl. Graeber 2014a, S. 29).

Einen bedeutenden Bestandteil der Vermarktungskosten bilden die finanziellen Auswirkungen von Abweichungen zwischen dem (über den Spotmarkt am Vortag) vermarkteten Fahrplan und der tatsächlichen physischen Erzeugung. Dabei ist für das wirtschaftliche Ergebnis entscheidend, ob Fahrplanabweichungen noch vor der Lieferung erkannt und entsprechend im Intradaymarkt gehandelt oder erst durch die Inanspruchnahme von Ausgleichenergie beseitigt werden können, da die Kosten für Ausgleichsenergie deutlich höher ausfallen als im Intradaymarkt (vgl. Roon 2013, S. 8). Die Kosten für den Ausgleich der Fahrplanabweichungen lassen sich in diesem Zusammenhang als Produkt des Differenzvolumens und der Preisdifferenz (Spread) zwischen dem Spotmarktpreis und Intraday bzw. Ausgleichsenergiepreis darstellen. Legt man die Fahrplanabweichung basierend auf den veröffentlichten Angaben zur Vortagesprognose und eingetretenem Messwert der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2014 (50Hertz 2014a) zugrunde, so liegen die spezifischen Kosten für den Ausgleich des absoluten Differenzvolumens im Intradaymarkt¹⁰ bei 2,75 €/MWh. Bewertet man hingegen die Fahrplandifferenzen mit dem Spread aus Spotmarkt- und Ausgleichsenergiepreis resultieren deutlich höhere spezifische Kosten von 13,02 €/MWh. Nach Untersuchungen von Graeber und Kleine (2013) steigen die spezifischen Kosten mit zunehmender absoluter Größe der Fahrplanabweichung. Sowohl für den Intradayhandel, als bei der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie kann ein quadratischer Zusammenhang von Fahrplanabweichungen und Kosten angenommen werden.

Auf Basis der 50 Hertz Prognose- und Einspeisezeitreihen für das zweite Halbjahr 2014 (50Hertz 2014a), kann der wesentliche Einfluss der Fahrplanabweichungen bzw. der daraus resultierenden Kosten auf den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb im Rahmen des Marktprämienmodells verdeutlicht werden. In Tabelle 1 werden die sich monatlich über die Vermarktung am Day-Ahead-Markt (stundengemittelte Prognosezeitreihe) und den Ausgleich der Fahrplanabweichungen am Intraday bzw. Ausgleichsenergiemarkt

¹⁰ Für die Berechnung des Spreads wurde die Differenz aus EPEX Day Ahead Spotmarktpreis und dem Hourly Intraday Continuous Index gebildet, der den mengengewichteten Durchschnittspreis aller Intradayhandelsgeschäfte an der EPEX SPOT in der jeweiligen Stunde abbildet. Auch die nachfolgend verwendeten Intradaypreise referenzieren auf diesen Index.

ergebenden Durchschnittspreise, dem sich aus der Einspeisezeitreihe ergebenden Marktwert gegenübergestellt.

	Jul 14	Aug 14	Sep 14	Okt 14	Nov 14	Dez 14
<i>Handelsvolumen [GWh]</i>						
Vermarktungsfahrplan	931	1.175	1.156	1.363	1.427	3.460
Tatsächliche Einspeisung	876	1.246	1.086	1.321	1.451	3.431
Fahrplanabweichung (Saldo)	-55	71	-70	-42	25	-29
<i>Erlöse [T €]</i>						
Erlös aus Fahrplanvermarktung am Spotmarkt	29.543	26.959	39.109	41.423	46.075	84.815
a) Erlös bei Intradayvermarktung der Fahrplanabweichung	-3.138	306	-2.643	-2.239	302	-2.832
b) Erlös bei Ausgleichsenergievermarktung der Fahrplanabweichung	-7.392	-3.328	-4.207	-6.523	-594	-6.815
<i>Vermarktungspreise [€/MWh]</i>						
a) Preis bei Intradayvermarktung	30,14	21,88	33,58	29,66	31,96	23,89
b) Preis bei Ausgleichsenergievermarktung	25,29	18,97	32,14	26,42	31,34	22,73
Marktwert der Einspeisezeitreihe	31,54	22,54	33,90	30,11	32,44	24,15

Tabelle 1: Erzielbare durchschnittliche Vermarktungspreise bei unterschiedlicher preislicher Bewertung von Fahrplanabweichungen für die Monate Juli bis Dezember 2014

In allen betrachteten Monaten wird deutlich, dass sich die Fahrplanabweichungen negativ auf das Vermarktungsergebnis auswirken. Sowohl bei einem Ausgleich der Abweichungen über den Intradaymarkt, als auch bei der Ausgleichsenergieinanspruchnahme, liegen die auf die tatsächlich eingespeiste Menge bezogenen Vermarktungspreise unterhalb des Referenzmarktwertes. Bildet man, unter Berücksichtigung einer gegebenenfalls gewährten Managementprämie, die Differenz zum Marktwert, so lässt sich der entgangene Erlös bezogen auf den anzusetzenden Wert und somit die nach EEG vorgesehene Einspeisevergütung quantifizieren. Vor allem im Fall der Inanspruchnahme von

Ausgleichsenergie fällt das Ergebnis stark negativ aus, sodass der Fehlbetrag in einem Monat selbst durch die Managementprämie hätte gedeckt werden können.

Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie führt auch hinsichtlich des stabilen Netzbetriebes zu großen Herausforderungen. Um die möglichen Fehlallokationen ausgleichen zu können, ist sowohl von einer Steigerung der von den ÜNB vorzuhaltenden Regelleistung, als auch von einem vermehrten Abruf von Regelleistung, mit Zunahme des Anteils der Windenergie an der Stromerzeugung auszugehen (vgl. Klobasa et al. 2009, S. 23). Aufgrund der Durchdringung untergelagerter Spannungsebenen bzw. Verteilnetze mit WEA Einspeisungen, können die Fehlallokationen auch zu einer Umkehr von Leistungsflüssen im Gesamtnetz führen (vgl. Völler 2009, S. 23). Die Betriebsmittel der Verteilnetzebene sind, aufgrund des aus der Historie resultierenden vertikalen Versorgungsgedankens, nicht uneingeschränkt geeignet bzw. darauf ausgelegt Leistungen in vorgelagerte Netzebenen zurückzuspeisen. Konsequenz der Rückspeisungen in vorgelagerte Spannungsebenen sind immer häufiger auftretende Probleme der Spannungshaltung in den Mittel- und Niederspannungsnetzten (vgl. Eilenberger und Braun 2012, S. 5). Darüber hinaus bedingt die dezentrale Integration der WEA in das Stromversorgungssystem, das Leistungen über größere Strecken transportiert werden müssen. Kapazitätserweiterungen und Netzausbaumaßnahmen sind somit notwendig, um durch Fahrplanabweichung hervorgerufene stabilitätskritische Netzsituationen zu vermeiden (vgl. Schwab 2009, S. 211).

3. Konzeptvorstellung und Stand der Technik

In den vergangenen Abschnitten wurde gezeigt, dass der historische Versorgungsansatz, der Deckung von Verbrauchslasten durch die bedarfsorientierte Anpassung der Fahrweise zentraler Großkraftwerke, im Zuge des weiter zunehmenden Anteils fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien, wie Windenergie, deren Erzeugungsverhalten nicht direkt beeinflusst und exakt vorgesagt werden kann, vor einem Umbruch steht. Ungeplante Schwankungen im Erzeugungsverhalten von WEA führen zu Herausforderungen für den stabilen Netzbetrieb und somit für die Versorgungssicherheit, denen mit der Erhöhung der vorgehaltenen Regelenergiekapazitäten und der Investition in Netzinfrastruktur begegnet werden muss. Aus Sicht des Anlagenbetreibers wird das finanzielle Vermarktungs- bzw. Betriebsergebnis durch die Fahrplanabweichungen gefährdet, da diese im Rahmen der Bilanzierung durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie glattgestellt und über den dafür zu zahlenden Ausgleichsenergiepreis pönalisiert werden.

Im Rahmen dieser Problemstellung bildet die Kombination der Erzeugungsanlage mit einem geeigneten Energiespeicher ein Konzept, um die netzseitige Integrierbarkeit, aber auch die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes zu verbessern (vgl. Kondziella et al. 2013, S. 9). Im Rahmen einer gemeinsamen Betriebsführung ermöglicht das Speichersystem eine Angleichung von der prognostizierten und der tatsächlichen WEA-Erzeugungsleistung, indem, bezogen auf den vermarkteten Fahrplan, überschüssige Erzeugungsmengen eingespeichert und fehlende Mengen kurzfristig aus dem Speicher bereitgestellt werden. Die originäre Aufgabe des Energiespeichers, des zeitlichen Ausgleichs von Lastverschiebungen zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Versorgungssystems (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 33), findet in diesem Konzept Anwendung wobei der kontrahierte Erzeugungsfahrplan systematisch mit der Verbrauchslast gleichgesetzt werden kann. Ein solches System arbeitet letztendlich umso effektiver, je kleiner das benötigte Ausgleichsenergievolumen ausfällt. Die nachfolgende Abbildung 9 visualisiert beispielhaft den Lastverlauf einer WEA sowie eines Energiespeichers zur Deckung eines definierten Fahrplans über einen Tag. Treten WEA und Speicher als eine Erzeugungseinheit auf und werden über einen Zählpunkt gemessen bzw. bilanziert, so wäre in diesem Fall die benötigte Ausgleichsenergiemenge gleich Null.

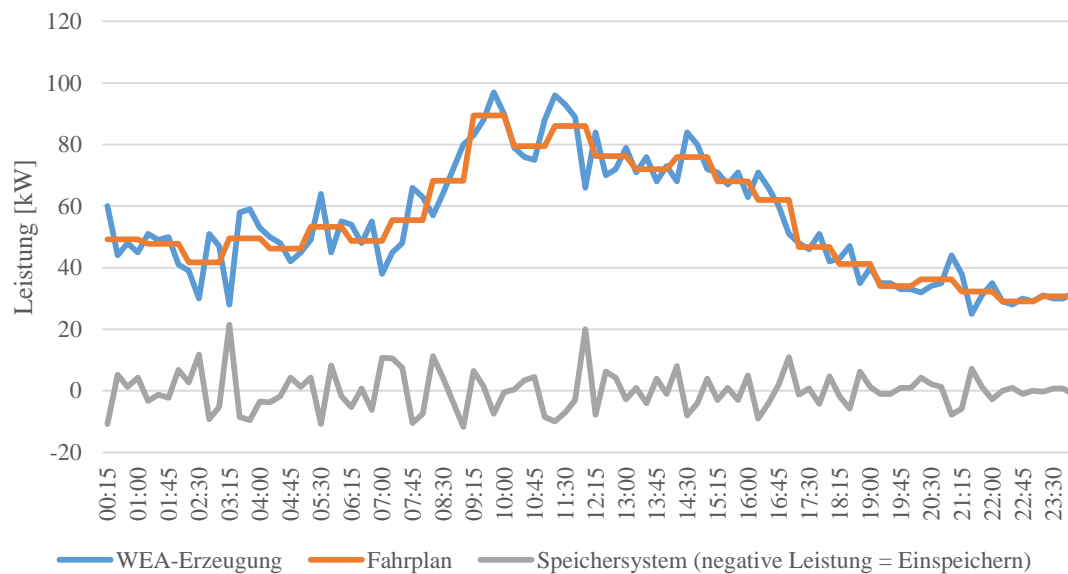


Abbildung 9: Ausgleich zwischen WEA-Erzeugungsleistung und Fahrplan durch einen Energiespeicher im Tagesverlauf

Entscheidend für den Erfolg dieses Konzepts sind die Auswahl und die Dimensionierung des Energiespeichers. Aus technischer Sicht muss der Speicher die geeignete Kapazität¹¹ aufweisen, um die Differenzleistungen entsprechend abfahren zu können (vgl. Völler 2009, S. 8). Andererseits stehen die Investitions- und Betriebskosten für das Speichersystem den möglichen Ausgleichsenergiekosten gegenüber. Somit müssen die vermiedenen Ausgleichsenergiekosten, sofern das Speichersystem ausschließlich zum Ausgleich von Fahrplandifferenzen genutzt wird, die Speicherkosten decken, damit ein kombiniertes System aus WEA und Energiespeicher wirtschaftlich arbeitet (Vgl. a. a. O., S. 10).

Im Folgenden Kapitel wird eine Übersicht über den aktuellen Stand der Technik der für die Dimensionierung eines solchen Systems maßgeblichen Verfahren und Komponenten gegeben. Dabei erfolgt zunächst eine Darstellung aktueller Prognoseverfahren. Mittels einer Auswertung empirischer Zeitreihen wird eine Abschätzung des Prognosefehlers bzw. der zu erwartenden Fahrplanabweichungen vorgenommen. Anschließend werden verschiedene Akkumulatorsysteme in den Zusammenhang des Energiespeicherbegriffs eingeordnet und ihre technischen Merkmale und Eignung beleuchtet. Abschließend wird ein Überblick über die mögliche mess- und regelungstechnische Umsetzung einer Kombination von WEA-Erzeugung und Akkumulatorsystem gegeben.

¹¹ Abweichend zum Kapazitätsbegriff der Elektrotechnik wird im Rahmen der Energiespeicher der Begriff der Kapazität für die Beschreibung des Energieinhaltes eines Speichersystems verwendet (Stadler und Sterner 2014, S. 211)

3.1. Windleistungsprognose

Kern der Fahrplanbestimmung einer WEA ist die Prognose der zukünftigen Erzeugungsleistung auf Basis des Energieträgers Wind, weshalb man in diesem Zusammenhang auch von der Windleistungsprognose spricht (vgl. Lange et al. 2011, S. 93). Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, bei denen die Erzeugungsleistung durch gesteuerte Zufuhr des verwendeten Energieträgers gut steuerbar und somit vorhersagbar ist, stellt sich die Fahrplanprognose für WEA weitaus komplexer dar. Bei der Prognose von WEA-Erzeugungsleistung muss nicht nur die technische Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage selbst Berücksichtigung finden, sondern vor allem die Verfügbarkeit und Qualität des Energieträgers Wind prognostiziert werden (vgl. Foley et al. 2012, S. 2). Wind bzw. die Windgeschwindigkeit gilt dabei als eine der am schwersten zu prognostizierenden meteorologischen Größen, was darauf zurückzuführen ist, dass sie ein Resultat aus dem komplexen Zusammenwirken weiterer meteorologischer Parameter, wie Druck- und Temperaturdifferenzen, der Beschaffenheit der lokalen Erdoberfläche sowie der Erdrotation darstellt (vgl. Sfetsos 2000, S. 24). Aufgrund der Vielfältigkeit der möglichen Eingangsvariablen für die Prognose, haben sich verschiedene Ansätze und Prognosemodelle etabliert, die diese unterschiedlich berücksichtigen bzw. gewichten (vgl. Lei et al. 2009, S. 916),

3.1.1. Modelle für Fahrplanbestimmung

Grundsätzlich lassen sich die verschiedenen Ansätze nach Mendes et al. (2013) in die drei Kategorien der statistischen bzw. Zeitreihenverfahren, der physikalischen Modelle auf Basis numerischer Wettervorhersagen sowie aus den vorhergenannten Ansätzen kombinierte Verfahren einteilen. Der Einsatz der Modelle aus den vorhergenannten Kategorien steht dabei in Abhängigkeit der angestrebten zeitlichen Auflösung der Prognosewerte und des Prognosehorizontes, der lokal vorherrschenden meteorologischen Bedingungen und der Verfügbarkeit von historischen und aktuellen Messwerten (vgl. Artipoli und Durante 2014, S. 11). Hinsichtlich des Prognosehorizontes lassen sich die Verfahren wiederum in drei Kategorien untergliedern: Kurzfristprognosen, Kurzfristprognosen und Mittelfristprognosen (vgl. Mendes et al. 2013, S. 1).

Kurzfristprognosen haben einen Prognosehorizont von wenigen Minuten bis zu neun Stunden. Mit Hilfe dieser Prognosen kann die Betriebsführung einer WEA aktiv auf spontane und temporäre Ereignisse, wie Windböen, angepasst werden, aber auch die

Verwendung für den Stromhandel im Intradaymarkt ist ein Anwendungsziel. Bedingt durch diese Anforderungen, weisen die Kurzfristprognosen i.d.R. eine viertelstündliche Auflösung auf (vgl. Graeber 2014b, S. 79). Für diesen Prognosehorizont werden häufig statistische bzw. Zeitreihenverfahren eingesetzt. Diese einstufigen Verfahren verwenden historische oder aktuelle Messwerte der Erzeugungsleistung bzw. Windgeschwindigkeit der zugrundeliegenden Anlage für die Leistungsprognose (vgl. Mendes et al. 2013, S. 2, 19f.). Das Persistenzmodell, als der trivialste Ansatz, geht davon aus, dass sich zukünftige und aktuelle Erzeugungsleistung der Anlage gleichen. In dem Prognosehorizont von einigen Minuten bis wenigen Stunden gilt dieses Modell, trotz seiner Einfachheit, als Benchmark für andere Prognoseverfahren (vgl. Giebel 2011, S. 10). Andere statistische Verfahren verwenden die historischen Messzeitreihen in linearen oder nichtlinearen Funktionen und berücksichtigen für die Prognose teilweise weitere Parameter, wie z.B. die Windrichtung (vgl. Graeber 2014b, S. 88). Verfahren auf Basis neuronaler Netze (vgl. z.B. Sfetsos 2000) oder autoregressiver Ansätze mit gleitendem Mittelwert (vgl. z.B. Durán et al. 2007), sind Beispiele für solche komplexen Zeitreihenverfahren.

Die Kurzfristprognosen bedienen einen Prognosehorizont von neun Stunden bis zu drei Tagen. Kurzfristprognosen sind daher für den Handel am Spotmarkt, sowie für die Fahrplanermittlung für den Folgetag relevant. Abgeleitet aus den oben dargelegten handelbaren Produkten am Spotmarkt, beträgt die zeitliche Auflösung der Kurzfristprognose zumeist eine Stunde. Die für die Fahrplannominierung benötigten Viertelstundenwerte werden mittels Interpolationsverfahren generiert (vgl. Graeber 2014b, S. 79). Kurzfristprognosen basieren i.d.R. auf physikalischen Verfahren, die numerische Wettervorhersagen bei der Leistungsprognose berücksichtigen oder aus Verfahren die den statistischen und den physikalischen Ansatz kombinieren (vgl. Artipoli und Durante 2014, S. 11). Physikalische Verfahren beruhen auf einem zweistufigen Prognoseprozess. In einem ersten Schritt fließen mit Wettermodellen vorhergesagte numerische Wetterdaten, wie z.B. Windgeschwindigkeit- und richtung, zusammen mit Anlagendaten, wie Nabenhöhe und Anlagenanordnung sowie weiteren standortbezogenen Daten, z.B. die Oberflächenrauigkeit in ein physikalisches Modell ein. Auf dieser Ebene wird zunächst die vorherrschende Windgeschwindigkeit auf der jeweiligen Nabenhöhe der WEA prognostiziert.¹² Im zweiten Prozessschritt wird die Erzeugungsleistung der WEA berechnet, indem die zuvor ermittelten

¹² Eine umfassende Darstellung der unterschiedlichen Verfahrensmöglichkeiten für die physikalische Windleistungsprognose ist beispielsweise bei Lange und Focken (2006) gegeben

Windgeschwindigkeiten mit der Leistungskennlinie (des Anlagenhersteller) verknüpft werden, die den Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der elektrischen Leistung der Anlage ausdrückt. (vgl. Graeber 2014b, S. 89ff.) An dieser Stelle wird in der Praxis auch häufig die Integration des statistischen Ansatzes vorgenommen. Beispielsweise können statt der Leistungskennlinie historische Messzeitreihen aus Erzeugungsleistung und Windgeschwindigkeit verwendet werden, um die zukünftige Erzeugungsleistung zu berechnen (vgl. a.a.O., S. 93). Von kombinierten Verfahren kann gesprochen werden, wenn versucht wird, aus der prognostizierten Erzeugungsleistung mehrerer statistischer und oder physikalischer Modelle, unter Berücksichtigung aktueller Messwerte und der Kenntnis über die Fehlerausprägung der einzelnen Modelle, die für den Zeitpunkt optimale Prognoseleistung zu wählen bzw. zu berechnen (vgl. Graeber und Kleine 2013, S. 419). Die nachfolgende Abbildung 10 zeigt schematisch den Ablauf und die Komponenten eines solchen kombinierten Prognoseverfahrens.

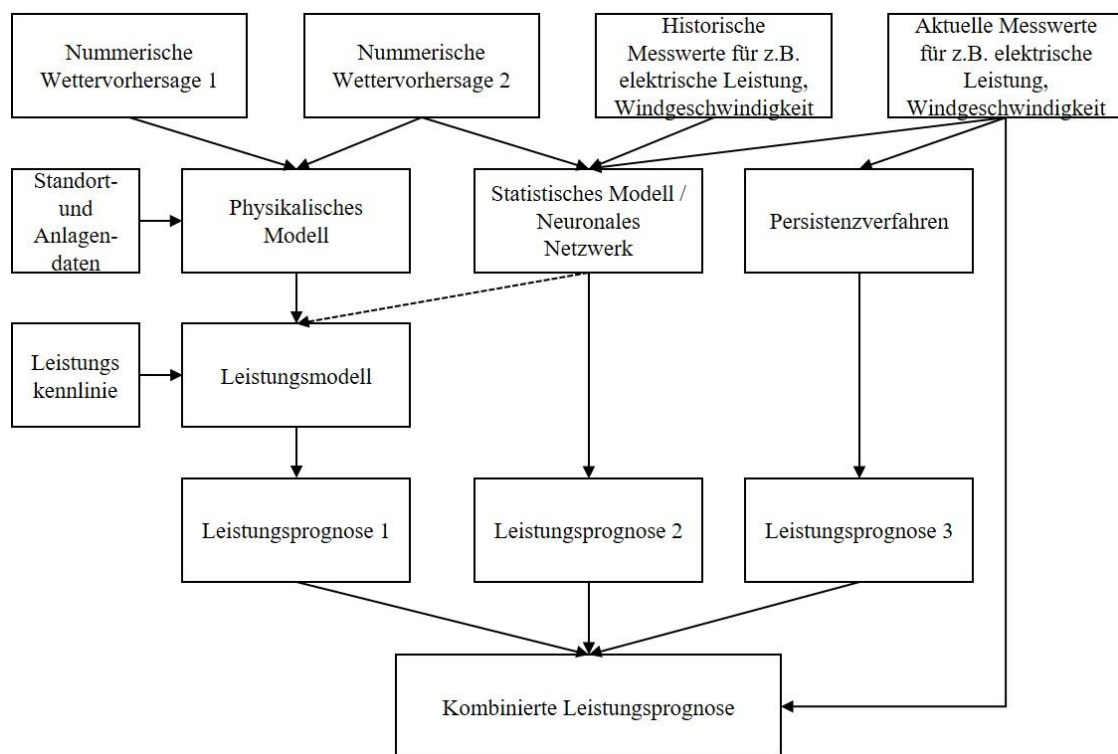


Abbildung 10: Schematischer Ablauf eines kombinierten Prognoseverfahrens, eigene Darstellung in Anlehnung an (Graeber und Kleine 2013, S. 420)

Auch die Mittelfristprognosen greifen auf physikalische oder kombinierte Verfahren zurück. Diese Prognosen, die einen Horizont von bis zu sieben Tagen abdecken, werden vorrangig zur Wartungsplanung eingesetzt (vgl. Mendes et al. 2013, S. 1). Zwar können Mittelfristprognosen auch die Grundlage für Handelsentscheidungen am Terminmarkt bilden, die Verwendung für die Fahrplanprognose ist jedoch, z.B. begründet in der zeitlichen Auflösung von mindestens drei Stunden, kein primäres Ziel der Mittelfristprognosen (vgl. Graeber 2014b, S. 79).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass derzeit kein Verfahren existiert, um die zukünftige Erzeugungsleistung einer WEA exakt zu berechnen. Die Erzeugungsleistung wird stets mit einer Unsicherheit prognostiziert, wobei diese mit dem Prognosehorizont wächst (vgl. Lange und Focken 2006, S. 95).

3.1.2. Fehleridentifikation

Abweichungen zwischen der tatsächlichen Windstromleistung P_{Ist} und der prognostizierten Windstromleistung P_{FC} können nach Madsen et al. (2005) als Prognosefehler P_{FCE} definiert werden. Formal ergibt sich der Prognosefehler, als elektrische Leistung, wie in Gleichung (3.1) dargestellt.

$$P_{FCE} = P_{FC} - P_{Ist} \quad (3.1)$$

Ein positiver Prognosefehler impliziert, dass die Prognose die tatsächliche Windstromleistung überschätzt. Innerhalb des Bilanzkreissystems würde also, bei einer Vermarktung von P_{FC} im Rahmen eines Handelsfahrplans, eine Unterdeckung vorliegen und somit Ausgleichsenergie bezogen werden müssen. Ein Prognosefehler mit negativem Vorzeichen führt umgekehrt zu einer Unterdeckung bzw. trägt die Ausgleichsenergiemenge in diesem Fall ein negatives Vorzeichen (vgl. Roon 2011, S. 15).

Im Zeitverlauf können Prognosefehler auch als Höhen- bzw. Zeitfehler charakterisiert werden. Die nachfolgende Abbildung 11 veranschaulicht diese typischen Fehlerbilder anhand von Tagesverläufen der prognostizierten und tatsächlichen Windenergieleistung, in der Regelzone 50Hertz.

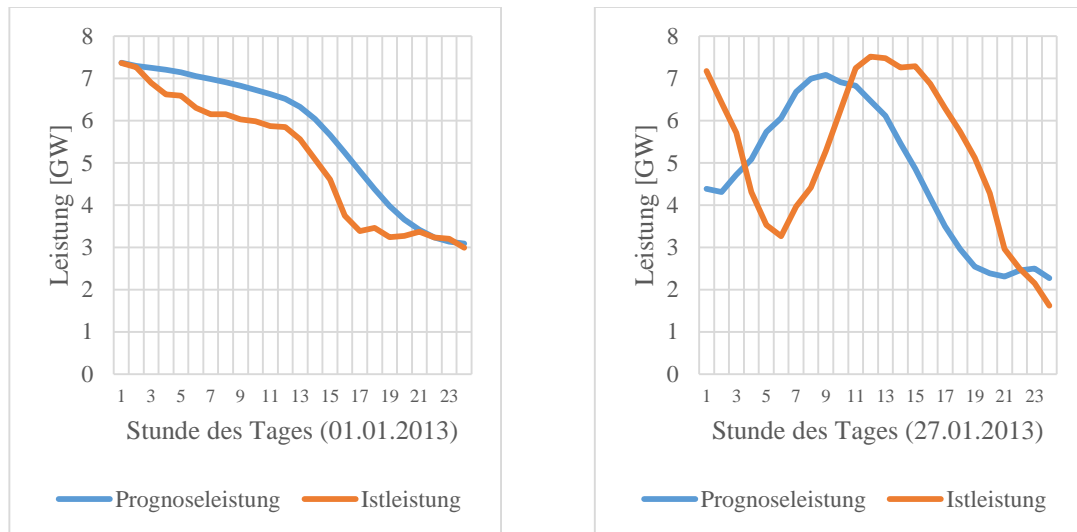


Abbildung 11: Höhenfehler (links) und Zeitfehler (rechts) im Zeitverlauf eines Tages in der Regelzone 50Hertz, eigene Darstellung, Datenquelle: 50Hertz (2013)

Beim Höhenfehler (links) spiegelt die Prognose grundsätzlich den Verlauf der tatsächlichen Einspeisung wieder, jedoch bewegt sie sich auf einem höheren Leistungsniveau. Im Fall des Zeitfehlers (rechts) wird zwar ein ähnliches Leistungsniveau prognostiziert, jedoch werden die prognostizierten Leistungswerte später erreicht, als angenommen.

Neben dieser qualitativen Beschreibung des Prognosefehlers, können diverse statistische Kennzahlen eingesetzt werden, um den Prognosefehler zu quantifizieren oder, um einen Vergleich von verschiedenen Prognoseverfahren zu ermöglichen. Grundlage für diese Bewertung bildet immer eine Zeitreihe mit N Prognosefehlern. Einen ersten Ansatz bildet die Betrachtung des maximalen und minimalen Prognosefehlers, der Auskunft über die maximal benötigte Ausgleichsenergiemenge gibt. Allerdings bleibt die Aussagekraft dieser Kennzahlen beschränkt, da im Ergebnis nur ein Fehler aus der Gesamtmenge von Prognosefehlern selektiert wird (vgl. Graeber 2014b, S. 80–81).

Madsen et al. (2005) geben eine Übersicht geeigneter Kennzahlen zur Evaluierung des Prognosefehlers, die auf Basis aller Prognosefehler P_{FCE} der Menge N gebildet werden. Dabei kann zwischen der Auswertung des systematischen und des zufälligen Fehlers unterschieden werden.

Die Auswertung des systematischen Prognosefehlers kann anhand des mittleren Fehlers *BIAS* erfolgen, der sich wie folgt berechnet:

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t) \quad (3.2)$$

Der *BIAS* kann im Ergebnis einen positiven, als auch einen negativen Wert aufweisen, wobei ein positiver *BIAS* ein systematisches Überschätzen der tatsächlichen Windstromleistung durch die Prognose impliziert. Eine systematische Unterschätzung der Erzeugungsleistung ist bei einem negativen mittleren Fehler gegeben (vgl. Roon 2011, S. 17). Eine Berücksichtigung des zufälligen Fehlers wird mit dem mittleren absoluten Fehler *MEA* (Mean Absolute Error) möglich (vgl. Madsen et al. 2005, S. 6). In der Berechnung finden, wie in Gleichung (3.3) dargestellt, nur die Absolutwerte des Prognosefehlers Berücksichtigung. Der *MEA* gibt einen Rückschluss auf die im Mittel absolut benötigte Ausgleichsenergieleistung, die zum Ausgleich der Prognosefehler benötigt wird (vgl. Roon 2011, S. 17).

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |P_{FCE}(t)| \quad (3.3)$$

Zur Bewertung der Prognosegüte ist der *MAE*, aufgrund der einheitlichen Gewichtung der Prognosefehler, nicht ausreichend. Der *MAE* bewertet die Prognose, ohne einen Zusammenhang zwischen der Häufigkeit und der betragsmäßigen Größe von Prognosefehlern zu berücksichtigen. Die Gewichtung der Fehlergröße wird mit den Kennzahlen mittlerer quadratischer Fehler *MSE* (Mean Square Error) bzw. der Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers *RMSE* (Root Mean Square Error) erreicht. Durch das Quadrieren des Prognosefehlers bei der Berechnung, werden große Prognosefehler stärker gewichtet und führen zu einer überproportionalen Erhöhung der Kennzahl. Dementsprechend gilt, dass je kleiner die Werte des *MSE* bzw. *RMSE*, desto höher ist die Prognosegüte (ebd.). Die Fehlermaße *MSE* und *RMSE* ergeben sich aus den folgenden Zusammenhängen:

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t)^2 \quad (3.4)$$

$$RMSE = \sqrt{MSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t)^2} \quad (3.5)$$

Der *RMSE* ist die in Praxis und Wissenschaft die am häufigsten eingesetzte Kennzahl zur Bewertung der Güte von Windleistungsprognosen. Häufig wird der Prognosefehler auf die

jeweils zum Prognosezeitpunkt installierte Leistung normiert, um eine Vergleichbarkeit zwischen Prognoseverfahren und die Übertragbarkeit auf andere Anlagenkonstellationen zu gewährleisten. So ist der *RMSE* aufgrund der Normierung auf die installierte Leistung, als prozentualer Wert zwischen 0% und 100% angegeben. Je kleiner dieser Wert ausfällt, desto höher ist die Prognosegüte einzuschätzen (vgl. Graeber 2014b, S. 78, 82-83).

3.1.3. Zeitreihenanalyse

Zur Beschreibung des aktuell vorherrschenden Prognosefehlers bzw. zur Quantifizierung der Prognosegüte wurden die von den vier ÜNB jeweils veröffentlichten Viertelstundenwerten für die Day Ahead Prognose und die tatsächliche Einspeisung von On- und Offshore Windenergie (50Hertz (2013), TenneT (2013), Amprion (2013), TransnetBW (2013)) für das Jahr 2013 herangezogen (i.F. ÜNB-Daten). Die Werte der installierten WEA-Leistung für jeden Einspeisezeitpunkt wurden aus den EEG-Anlagestammdaten (Netztransparenz 2014), unter Berücksichtigung der In- und Außerbetriebnahmezeitpunkte ermittelt. Die betrachteten Prognosewerte basieren dabei auf kombinierten Prognosen, die den Übertragungsnetzbetreibern von verschiedenen Dienstleistungsunternehmen zur Verfügung gestellt werden. Die Prognose erfolgte jeweils um 08:00 Uhr eines Tages für alle Viertelstunden des Folgetages und deckt somit einen Prognosehorizont von 17 – 40 Stunden ab. Die nachfolgende Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die Kennzahlen der Prognosefehler innerhalb der vier Regelzonen.

Kennzahl und Einheit	Wert
BIAS in MW	154,44
MEA in MW	741,46
RMSE in MW	1.031,37
RMSE in % der im Jahresmittel installierten Leistung	3,19
RMSE in % der mittleren Einspeisung	18,95
Max. positiver Fehler in % der installierten Leistung	19,01
Max. negativer Fehler in % der installierten Leistung	-15,95

Tabelle 2: Kennwerte der Day-Ahead-Prognosefehler über die vier deutschen Regelzonen

Die Angabe des RMSE wird oftmals durch die Angabe einer Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers ergänzt, wobei dieser i.d.R. auch auf die installierte Leistung bezogen wird. Dabei gilt, dass je schmaler und spitzer der Verlauf ist, desto häufiger treten geringe Prognosefehler auf (vgl. Roon 2011, S. 17). Die nachfolgende Abbildung 12 zeigt die Häufigkeitsverteilung des normierten Prognosefehlers über die vier deutschen Regelzonen im Jahr 2013.

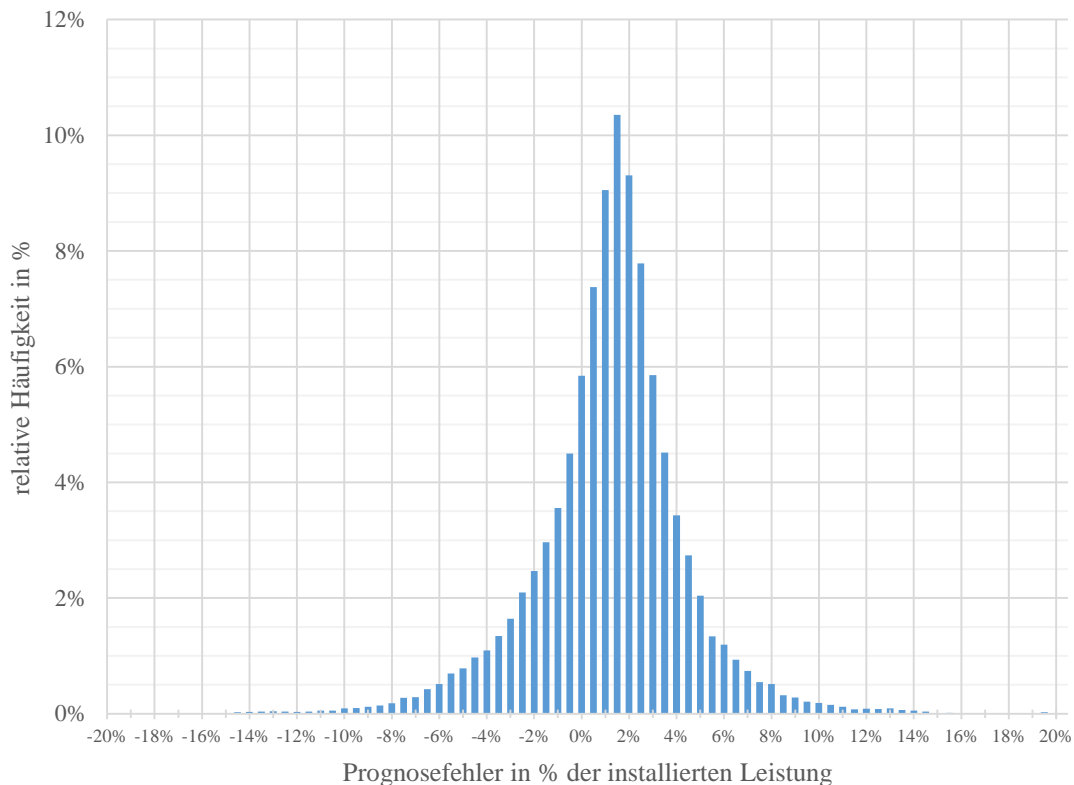


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler in Prozent der installierten Windkraftleistung über die vier Regelzonen im Jahr 2013

In der Abbildung ist erkennbar, dass in nur etwa 7,3% aller betrachteten Zeitpunkte kein Prognosefehler vorlag. Des Weiteren wird eine Rechtsverschiebung gegenüber dem Nullpunkt der x-Achse deutlich, welche darauf hinweist, dass die Prognose häufiger den letztendlich eingetretenen Messwert überschätzt hat. Das Maximum lag bei einer relativen Häufigkeit von 10,3 % und einem Prognosefehler von 1,0 % der installierten Leistung.

Auch lässt sich eine Abnahme der Prognosegüte mit zunehmendem Prognosehorizont anhand der ÜNB-Daten nachvollziehen. Bezieht man die *RMSE* der Einzelstunden des Tages auf die mittlere Einspeisung in den jeweiligen Stunden, so wird deutlich, dass die Stunden, die dem Prognosezeitpunkt am nächsten liegen, den geringsten *RMSE* aufweisen. Wie die nachfolgende Abbildung 13 zeigt, ist für die Stunden fünf bis zehn eine deutliche

Abnahme der Prognosegüte festzustellen, während sich in den Folgestunden ein annähernd konstantes *RMSE*-Niveau eingestellt hat.

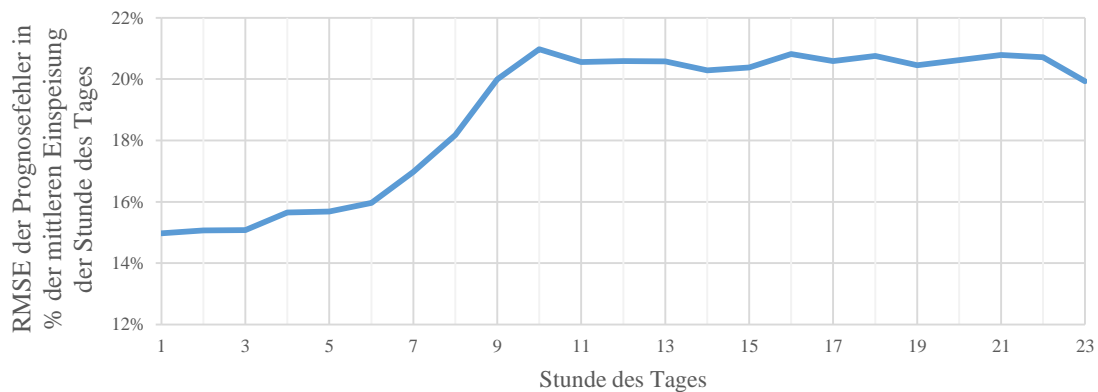


Abbildung 13: Verlauf des *RMSE* in % der mittleren Einspeisung bei steigendem Prognosehorizont

Dementsprechend kann bei Kurzfristprognosen im Intradaybereich, aufgrund des deutlich kleineren Prognosehorizontes, von einer vergleichsweise höheren Prognosegüte ausgegangen werden. Vennegeerts et al. (2007) kommen in Ihren Untersuchungen hinsichtlich der Entwicklungspotentiale der Windleistungsprognose zu dem Ergebnis, dass zukünftig von einem auf die installierte Leistung normierten *RMSE* von 2,1 % für einen Prognosehorizont von vier Stunden und von 1,5 % bei einem zweistündigen Vorhersagehorizont ausgegangen werden kann. Auch die Spannbreite zwischen maximal positiven und negativen Prognosefehler fällt dann, im Vergleich zur Day-Ahead-Prognose, deutlich geringer aus. Hier ist, auf die installierte Leistung bezogen, von -7,3 % und +7,04 % im Falle einer Prognose mit zweistündigem Prognosehorizont bzw. -11,8 % und +8,2 % bei einem Prognosehorizont von vier Stunden auszugehen. Jedoch ist auch bei den Kurzfristprognosen von einer häufigeren Überschätzung des Messwerts durch die Prognose zu rechnen¹³ (vgl. Roon 2011, S. 23).

Im Rahmen der Auswertung des maximalen Prognosefehlers ist auch die Betrachtung der Prognosefehlerdifferenzen bzw. deren Verlauf innerhalb einer Zeitreihe sinnvoll. Diese zeigt, dass das Vorzeichen des Fehlers von einem Zeitschritt zum nächsten variieren kann und die genannten Maxima im Zeitreihenverlauf nicht in zwei aufeinanderfolgenden Prognosezeitpunkten erreicht werden. Für die jeweils aufeinanderfolgenden Prognosewerte

¹³ Eine tabellarische Übersicht der Kennzahlen für die drei genannten Prognosehorizonte sowie eine visualisierte Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für die Prognosen mit zweistündigem und vierstündigem Prognosehorizont können dem Anhang entnommen werden.

zeigt die Auswertung der ÜNB-Daten eine maximale Fehlerdifferenz von 8,1 % bzw. -7,3 %, bezogen auf die zum Prognosezeitpunkt installierte Leistung. Auch hier führt ein kürzerer Prognosehorizont zu einer Minimierung der Fehlerdifferenz. Die Betrachtung der ÜNB-Daten für den Prognosehorizont von 18 Stunden ergibt die normierten maximalen Fehlerdifferenzen von $\pm 4\%$.

3.2. Übersicht und Vergleich von Akkumulatoren

Aus der vorangegangenen Betrachtung des zu erwartenden Prognosefehlers resultiert die Anforderung an einen Energiespeicher Leistungen in den Grenzen des maximalen positiven Fehlers bereitzustellen bzw. des maximalen negativen Fehlers aufzunehmen. Der Zeitraum, in dem elektrische Leistungen aufgenommen bzw. bereitgestellt werden (muss), kann zwischen einigen Minuten bis zu mehreren Stunden betragen. Dabei liegt, bedingt durch den kurzfristig möglichen Vorzeichenwechsel des Prognosefehlers, eine hohe Frequenz hinsichtlich der Be- und Entladevorgänge des Energiespeichers vor (vgl. Carnegie et al. 2013, S. 12ff.). Im Folgenden soll die grundsätzliche Eignung von Akkumulatoren zur Erfüllung dieser Anforderungen, im Rahmen der Einordnung in den Energiespeicherbegriff, dargelegt werden. Anschließend werden die grundlegenden Funktionsprinzipien sowie Kenngrößen erläutert und der Stand der Technik verschiedener Akkumulatortypen vorgestellt und diese verglichen.

3.2.1. Einordnung von Akkumulatoren in den Energiespeicherbegriff

Energiespeicher lassen sich hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften, ökonomischen Einflussgrößen und daraus resultierenden Einsatzzwecke auf unterschiedliche Weise klassifizieren. Zu den geläufigsten Methoden zur Einteilung von Energiespeichern zählen die physikalisch-energetische, die zeitliche- und die ökonomische Klassifizierung, die sich zum Teil auch überschneiden (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 35 ff.).

Die physikalisch-energetische Klassifizierung meint eine Differenzierung anhand der physikalischen Form der gespeicherten Energie. Neben einer direkten Speicherung in Form von elektrischer Energie in Spulen oder Kondensatoren, ist für eine Speicherung die Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Energieform möglich. Mögliche Umwandlungsformen für die elektrische Energie und somit die indirekte Speicherung bilden die mechanische, chemische sowie thermische Energie (vgl. Mahnke et al. 2014, S. 5). Ausgehend von diesen vier Energieformen lassen sich weitere Untergruppen definieren, an

diese sich die technischen Umsetzungen der jeweiligen Speicher angliedern.¹⁴ So kann bei den mechanischen Energiespeichern eine weitere Differenzierung in kinetische Energiespeicher, wie Druckluftspeicher, und potentielle Energiespeicher, die technisch z.B. in Pumpspeichern oder Lageenergiespeichern umgesetzt werden, erfolgen (vgl. Dötsch et al. 2009, S. 354). Akkumulatoren zählen wie Batterien zu den elektrochemischen Energiespeichern, einer Untergruppe der chemischen Energiespeicher. Der Speicherprozess basiert im Falle von Akkumulatoren auf einer reversiblen chemischen Umwandlung von Stoffen, deren Resultat die Aufnahme oder Abgabe von elektrischer Energie bildet (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 26).

Im Zusammenhang mit der zur Speicherung genutzten Energieform steht die zeitliche Klassifizierung von Speichern. Dieser liegt die Zeitdauer t_{aus} zugrunde, die ein Speicher unter maximaler Leistung zum vollständigen Entladen benötigt. Wie in der Gleichung (3.6) beschrieben, ergibt sich die Zeitdauer aus dem Verhältnis von ausgespeicherter Energie W_{aus} zu der maximalen Ausspeicherleistung P_{aus} und wird daher auch als E/P-Ratio (Energie-zu-Leistungsverhältnis) bezeichnet. (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 41)

$$t_{aus} = \frac{W_{aus}}{P_{aus}} \quad (3.6)$$

Typischerweise erfolgt die Einteilung der Energiespeicher anhand der Ausspeicherdauer in die drei Kategorien: Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher.¹⁵ Die Tabelle 3 zeigt die Zuordnung der zuvor angesprochenen Untergruppen für die Formen der Energiespeicherung zu den Ausspeicherzeiten. Aus dieser Zuordnung lassen sich auch die Einsatzzwecke der mit den Untergruppen verbundenen technischen Umsetzungen der jeweiligen Speicher ablesen (vgl. Völler 2009, S. 30). Akkumulatoren, als Umsetzung eines elektrochemischen Energiespeichers, können Ausspeicherzeiten von wenigen Minuten bis zu einigen Tagen erreichen, wodurch sie sowohl als Kurzzeitspeicher, als auch als Mittelzeitspeicher klassifiziert werden können.

¹⁴ Eine Übersicht der physikalischen Energieformen, deren Untergruppen sowie Beispielen für die technische Umsetzung der Speicherung ist im Anhang dargestellt.

¹⁵ Auch die ausschließliche Differenzierung in Kurz- und Langzeitspeicher ist in der Literatur, aufgrund des fließenden Übergangs bzw. der fehlenden definierten Grenze zwischen Kurz- und Mittelzeitspeicher, üblich. (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 41)

Energie-abgabe bei Volllast	Klassifizierung	elektromagnetische Energiespeicher	elektrostatische Energiespeicher	kinetische Energiespeicher	potentielle Energiespeicher	elektrochemische Energiespeicher	chemische Energiespeicher
Sekunden	Kurzzeit-speicher	X	X	X			
Minute(n)		X	X	X		X	
30 Minuten			X	X		X	
2 Stunden	Mittelzeitspeicher			X	X	X	
8 Stunden				X	X	X	X
Tag(e)				X	X	X	X
Woche(n)	Langzeitspeicher			X			X
Monat(e)							X
Jahre							X

Tabelle 3: Zeitliche Klassifizierung von Energiespeicherformen, eigene Darstellung in Anlehnung an Bodach (2006)

Kurzzeitspeicher werden häufig auch als sogenannte Hochleistungsspeicher ausgeführt, bei denen während der kurzen Ausspeicherzeiten hohe Leistungen erreicht werden. Dem gegenüber stehen als Hochenergiespeicher definierte Langzeitspeicher, bei denen über lange Zeiträume große Energiemengen, bei vergleichsweise geringer Leistung, ausgespeichert werden (vgl. Sauer 2006, S. 17). Diese Abgrenzung, als Ergebnis der zeitlichen Klassifizierung, kann auf die ökonomische Klassifizierung und somit den Einsatzbereich der Energiespeicher übertragen werden (Völler 2009, S. 30).

Die üblichen Kenngrößen zur ökonomischen Bewertung von Energiespeichern sind die spezifischen Investitionskosten für Installation und Inbetriebnahme des Speichers, die, je nach Anwendungsschwerpunkt, auf die installierte Speicherkapazität (€/kWh) bzw. auf die installierte Leistung (€/kW) bezogen werden¹⁶ (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 43). Die in Abbildung 14 vorgenommene Gegenüberstellung der spezifischen Leistungs- bzw. Kapazitätsinvestitionskosten verschiedener Speichertechnologien verdeutlicht, dass Leistungsspeicher hohe Investitionskosten aufweisen, sobald mit ihnen größere Energiemengen bereitgestellt werden sollen, während die Investitionskosten von

¹⁶ Bei Batterien und Akkumulatoren resultieren die Kapitalkosten in der Regel hauptsächlich aus der Speicherkapazität und werden daher in €/kWh angegeben (ebd.).

Energiespeichern mit höheren Leistungen steigen. Die elektrochemischen Speicher weisen eine große Spannbreite auf und erreichen, neben den mechanischen Speichertechnologien der Druckluft- und Pumpspeicher, sowohl Kapazitäts-, als auch Leistungsinvestitionskosten im unteren Bereich.

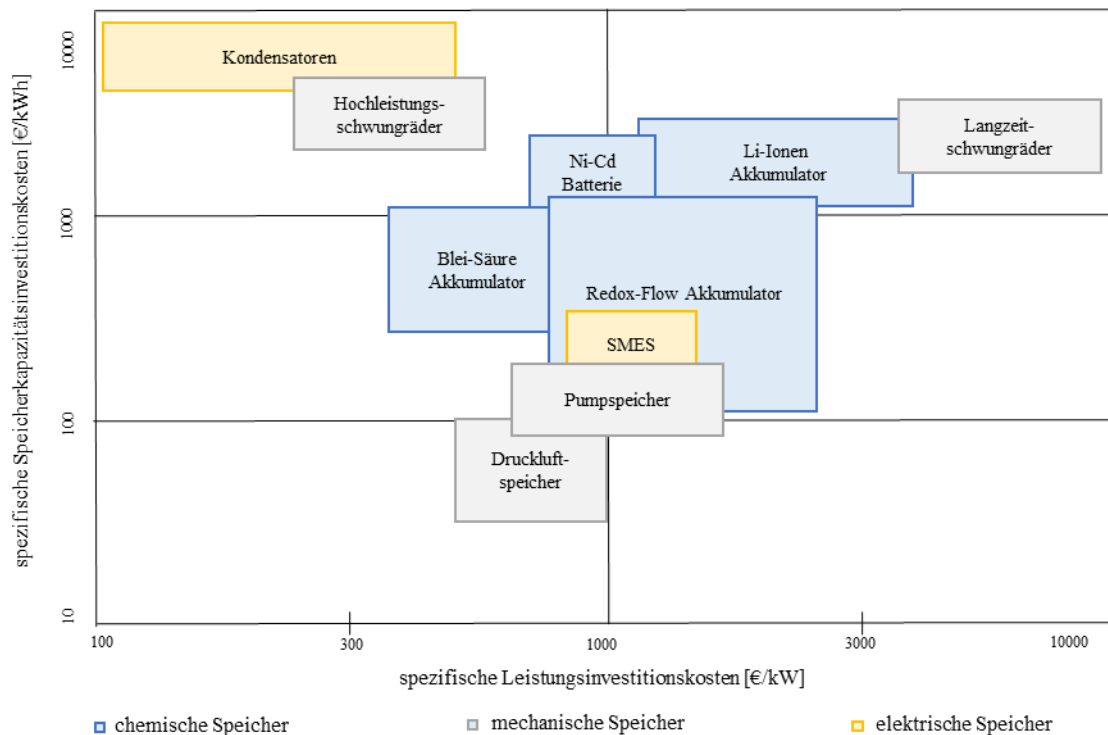


Abbildung 14: Einordnung der spezifischen Investitionskosten verschiedener Stromspeichertechnologien, eigene Darstellung in Anlehnung an Pehnt und Höpfner (2009), Völler (2009)

Eine weitere Möglichkeit der Differenzierung zwischen den Speichertechnologien bietet die räumliche Klassifizierung. Dabei wird vorrangig zwischen ortsfesten und zentralen sowie dezentralen und mobilen Speichern unterschieden. Während zentrale Speicher an lokale Gegebenheiten gebunden und somit meistens auch ortsfest sind, zeichnen sich dezentrale Speicher durch ihre Unabhängigkeit von Umgebungsbedingungen aus und können bedarfsgerecht installiert und positioniert werden. Akkumulatoren gehören zu den dezentralen Speichertechnologien (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 42–43).

Im Rahmen der Betrachtung der verschiedenen Energiespeichertechnologien zeigen sich die Akkumulatoren, als geeignet, um die Anforderungen bei der Optimierung der Fahrplanteure eines Windparks zu erfüllen. Neben ausgewählten mechanischen Energiespeichern, sind Akkumulatoren in der Lage, die durch den Prognosefehler geforderten Ausspeicherzeiträume im Bereich von einigen Minuten bis zu mehreren Stunden, zu

bedienen. Dabei können, in Abgrenzung zu Langzeitspeichern, auch größere Ausspeicherleistungen erreicht werden. Des Weiteren ist es, im Gegensatz zu Pump- oder Druckluftspeichern, ohne nennenswerte topographische oder geologische Einschränkungen möglich, sie im räumlichen Zusammenhang mit neuen Anlagen zu installieren oder in bestehende Windparks zu integrieren, wodurch auch eine Bilanzierung über einen einzelnen netzverbindenden Zählpunkt ermöglicht wird.

3.2.2. Funktionsprinzipien von Akkumulatoren

Grundelement der elektrochemischen Energiespeicher bildet eine (galvanische) Zelle, die sowohl Energiespeicher, als auch Energiewandler darstellt. Solche Zellen bestehen aus Elektroden unterschiedlicher Materialien, die von einem Elektrolyten umgeben und räumlich meist mittels eines selektiv durchlässigen Separators (Ionenbrücke) voneinander getrennt sind. Die Energiespeicherung erfolgt hier in den chemischen Verbindungen in den Elektrodenmassen (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 26). Werden die Elektroden, zwischen denen aufgrund ihrer verschiedenen Materialien eine Potentialdifferenz (Spannung) besteht, durch einen Elektronenleiter verbunden, erfolgt das Entladen des Speichers in Form einer Reduktions-Oxidations-Reaktion. Dabei findet an der Kathode (positive Elektrode) die Reduktion statt, was bedeutet, dass Elektronen aufgenommen werden. Sie reagieren mit im Elektrolyt gelösten Ionen zu Atomen des Kathodenmaterials und lagern sich an der Elektrode an. An der Anode (negative Elektrode) findet dementsprechend die Oxidation statt. Über den die Elektroden verbindenden Elektronenleiter kommt es zum Fluss der an der Anode durch die Oxidationsreaktion abgegebenen Elektronen zur Kathode. Zeitgleich kommt es zu einem Ionentransport mittels des Elektrolyten durch den Separator, wodurch der Stromkreislauf geschlossen wird (vgl. Korthauer 2013, S. 14).

In Primärzellen, die als Batterien bezeichnet werden, verläuft die Reaktion irreversibel. Im Gegensatz dazu können in Sekundärzellen, die auch als Sekundärbatterien oder Akkumulatoren bezeichnet werden, die Elektroden abwechselnd als Anode oder Kathode fungieren (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 28). Die chemischen Umwandlungsprozesse sind daher bei Akkumulatoren (limitiert) reversibel. Die äußere Zufuhr von elektrischer Energie (Umkehr des Elektronenflusses) bewirkt das Aufladen einer Sekundärzelle. Der Ladeprozess führt zu einer Speicherung der zugeführten elektrischen Energie in Form von chemischer Energie, indem der stoffliche Zustand der Elektroden vor der Entladung

wiederhergestellt wird (vgl. a.a.O., S. 32, 39). Die Reaktionsabläufe an Anode und Kathode für den Entlade- und Ladeprozess sind in der nachfolgenden Abbildung 15, am Beispiel eines Bleiakкумуляtors, dargestellt.

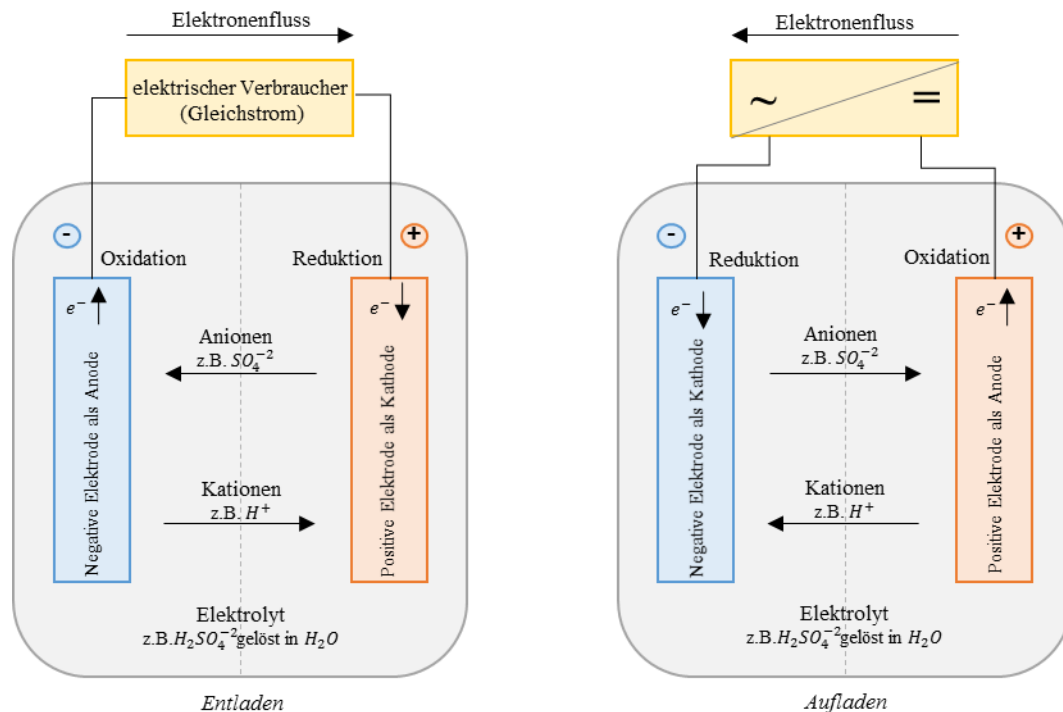


Abbildung 15: Reaktionsabläufe an Anode und Kathode während Entlade- und Ladevorgang im Bleiakкумуляtor, eigene Darstellung in Anlehnung an Birke und Schiemann (2013)

Die Zellspannung ist immer von der Differenz der Elektrodenpotentiale und somit von der Art der Elektrodenmaterialien abhängig. Die sich so ergebende Spannung wird auch als Nennspannung bzw. Leerlaufspannung eines Akкумуляtors bezeichnet. Der Entladevorgang ist durch einen kontinuierlichen, aber betragsvariablen Spannungsabfall gekennzeichnet, der durch den definierten Minimalwert, der Entladeschlussspannung (auch Abschaltspannung), begrenzt ist. Das Verhältnis der aktuell vorhandenen Spannungen zur Nennspannung lässt Rückschlüsse auf den prozentualen Ladezustand des Akкумуляtors zu, der auch als State of Charge (SOC) bezeichnet wird¹⁷ (vgl. a.a.O., S. 35-37). Hingegen ist die Kapazität der Zelle, im Sinne der in ihr speicherbaren Ladungsmenge, abhängig von der Elektrodengröße bzw. der eingesetzten Stoffmengen (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 211). Über das Produkt aus

¹⁷ Die spannungsbasierte Ermittlung des SOC stellt eine Methode dar, den Ladezustand der Batterie zu bestimmen und kann nicht uneingeschränkt bei allen Akкумуляtoren angewendet werden. Im Rahmen des Batteriemangements (s. 3.2.3) können auch chemische, druckbasierte oder stromintegrative Methoden für die Bestimmung des SOC verwendet werden. (vgl. Balog und Davoudi 2013, S. 151)

der Kapazität [Ah] und der (mittleren) Entladespannung [V] lässt sich der Energieinhalt [Wh] eines Akkumulators ermitteln. (vgl. Korthauer 2013, S. 16)

Einzelne Zellen können miteinander zu sogenannten Modulen oder Batteriepacks verschaltet werden. Dabei wird durch eine parallele Verschaltung einzelner Zellen eine Kapazitätserhöhung erreicht. Die serielle Verschaltung der Zellen führt zu einer Spannungserhöhung. Werden wiederum mehrere Module miteinander verschaltet spricht man von Batterie- bzw. Akkumulatorsystemen (vgl. a.a.O., S. 14).

3.2.3. Speichermanagement

Die Bedingungen bzw. der Ablauf der chemischen Reaktion beim Entlade- und Ladeprozess in den einzelnen Zellen sind entscheidend für die Brauchbarkeitsdauer eines Akkumulatorsystems. Während des Entladens kann die Unterschreitung der Entladeschlussspannung und die damit verbundene Tiefenentladung Schäden an den Elektrodenmaterialien bewirken, die in Konsequenz zu Kapazitätsverlusten führen. Auch die chemischen Umwandlungsprozesse während des Ladeprozesses sind sehr sensibel. So kann eine zu hohe Spannung während des Ladens (Ladespannung) in Systemen mit wässrigem Elektrolyten, eine Wasserzersetzung (Wasserelektrolyse) hervorrufen, die ebenfalls eine vorzeitige Alterung begünstigt (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 38f.). Nicht zuletzt können hohe Ladespannungen zu starken Wärmeentwicklungen führen. Sofern die Wärme nicht abgeführt wird, resultiert ein kontinuierlicher Anstieg der Temperatur, der zur Zerstörung der Sekundärzellen führen kann (thermisches Durchgehen) (vgl. GNB Industrial Power 2012, S. 25).

Um diesen Anforderungen, vor allem im Rahmen eines komplexen Systems aus miteinander verschalteten Sekundärzellen, gerecht zu werden, werden zur Überwachung und Steuerung der Prozesse innerhalb eines Akkumulatorsystems elektronische Batteriemanagementsysteme¹⁸ (BMS) eingesetzt (vgl. Korthauer 2013, S. 177). Dabei werden mit dem Einsatz von BMS nach Balog und Davoudi (2013) generell drei Hauptziele verfolgt:

¹⁸ Die Verwendung des Batteriebegriffs, obwohl funktionell den Akkumulatoren zugeordnet, kann an dieser Stelle auf die Wortherkunft zurückgeführt werden. So wird der Akkumulator im angelsächsischen Sprachgebrauch als (*secondary*) *battery* bezeichnet und verkürzt von einem *battery-management-system* gesprochen. (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 38f.)

- Schutz des Akkumulatorsystems bzw. der Zellen vor Beschädigungen, als Konsequenz fehlerhafter Betriebsführung,
- Sicherung des langfristigen Betriebs und Verlängerung der Brauchbarkeitsdauer der Zellen durch entsprechende Steuerung der Lade- und Entladevorgänge,
- Aufrechterhaltung der anwendungs- und anforderungsgerechten Funktionsfähigkeit des Akkumulatorsystems.

Das BMS lässt sich dabei in Überwachungs- und Steuerungskomponenten unterteilen. Zu den Überwachungskomponenten (CSC: Cell Supervisory Circuits) gehören beispielsweise Spannungsfühler für einzelne Zellen und oder Module, systemintegrierte und äußere Temperaturmessstellen sowie Messungen der vorhandenen elektrischen Ströme. Die Messdaten werden zentral in der sogenannten Battery-Monitoring-Unit (BMU) verarbeitet. Es werden daraus Kennwerte ermittelt, die den Betriebszustand des Akkumulatorsystems kennzeichnen. Dazu gehören beispielsweise der SOC oder die maximale elektrische Entladeleistung. Die Steuerung erfolgt situativ, über den Abgleich der aus den Messwerten ermittelten Kennwerte mit vorgegebenen Grenzwerten. Beispielsweise kann das BMS auf das Erreichen der Entladeschlussspannung mit Trennung des Stromkreislaufes reagieren und damit den Entladevorgang beenden (elektrisches Management) oder ein ggf. vorhandenes Kühlsystem bei entsprechenden Betriebstemperaturen aktivieren oder deaktivieren (thermisches Management). Einige Umsetzungen von CSC ermöglichen auch den Ladungsausgleich zwischen einzelnen Zellen des Gesamtsystems vorzunehmen, um damit partielle Überladung zu verhindern. Über das BMS kann des Weiteren eine informationstechnische Verknüpfung zu der vor- bzw. nachgelagerten Leistungselektronik erfolgen (vgl. Korthauer 2013, S. 98-103).

Die Ausgestaltung eines BMS ist dabei immer in Abhängigkeit zum Einsatzzweck, als auch zur Sensibilität der einzelnen Speicherzellen und zu der Struktur des zugrundeliegenden Akkumulatorsystems vorzunehmen.

3.2.4. Eigenschaften verschiedener Akkumulatorsysteme

Ausgehend von der in 3.2.2 dargestellten grundlegenden Funktionsweise, existiert eine Vielzahl verschiedener technischer Realisierungen von Akkumulatoren. Die Akkumulatoren lassen sich vorrangig durch die verwendeten Elektrodenmaterialien unterscheiden, die auch immer zur Bezeichnung der Akkumulatortypen dienen. Die stofflichen Eigenschaften des

verwendeten Elektrolyts, aber auch die Betriebstemperatur, der Zellaufbau (geschlossene oder offene Systeme) und die Lagerung des aktiven Speichermaterials (zellintern oder externe Elektrolyttanks) stellen Grundeigenschaften von Akkumulatoren dar, anhand derer eine Gruppierung, wie in Abbildung 16 dargestellt, vorgenommen werden kann (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 29).

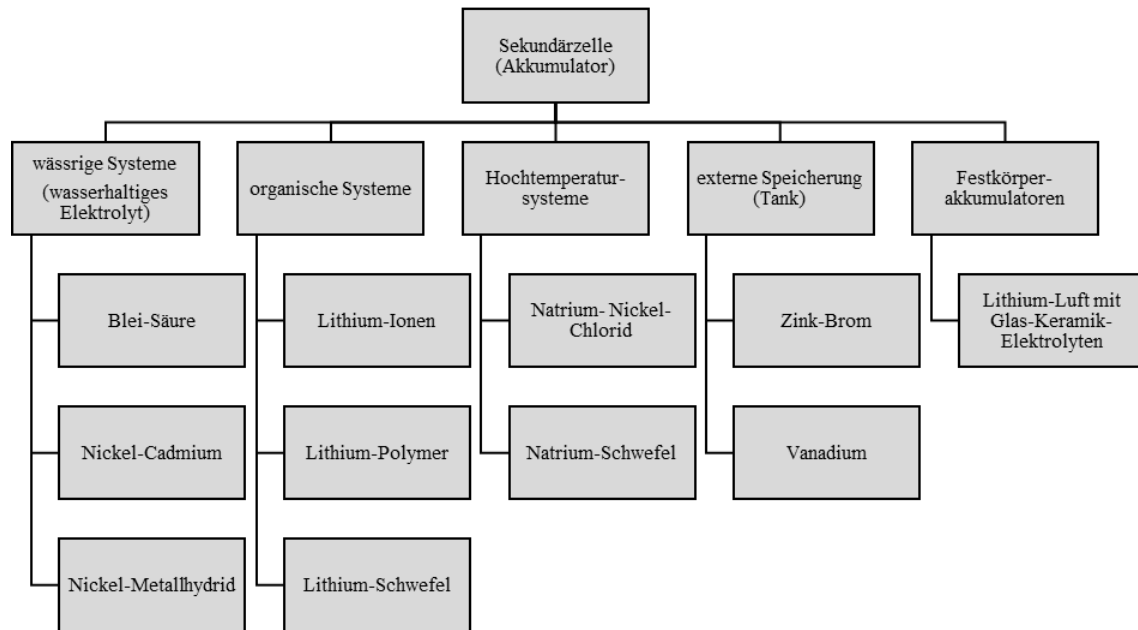


Abbildung 16: Gruppierung von Akkumulatorsystemen anhand bestimmter Grundeigenschaften, eigene Darstellung in Anlehnung an Birke und Schiemann (2013)

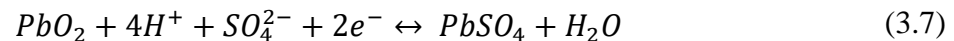
Dabei ergeben sich durch die unterschiedlichen technischen Parameter der verschiedenen Technologien Vor- und Nachteile, die wiederum über die Eignung für bestimmte Anwendungen entscheiden (vgl. Balog und Davoudi 2013, S. 125). Im Folgenden werden drei praxisrelevante, aktuell verfügbare Technologien¹⁹ untersucht und anhand verschiedener wichtiger Parameter verglichen.

Blei-Säure-Akkumulatoren

Das Prinzip des Blei-Säure-Akkumulators existiert seit über 150 Jahren und stellt damit sowohl eine der ältesten, als auch ausgereiftesten Technologien dar, die in unterschiedlichsten Bereichen Anwendung findet. (vgl. Rundel et al. 2013, S. 36)

¹⁹ Eine Gesamtübersicht verfügbarer Akkumulortechnologien und Umsetzungen ist z.B. bei Stadler und Sterner (2014) sowie Birke und Schiemann 2013 gegeben.

Bei der Entladung werden das sowohl das Anodenmaterial Bleidioxid, als auch das elementare Blei an der Kathode zu Bleisulfat umgewandelt. Der verwendete Elektrolyt, die Schwefelsäure, ist an der Reaktion direkt beteiligt, was eine Besonderheit dieses Akkumulatortyps darstellt. Es enthält die erforderlichen negativen Sulfationen und positiven Wasserstoffionen (vgl. GNB Industrial Power 2012, S. 6). Es ergeben sich die folgenden Gleichungen für Hin- und Rückreaktion an der positiven Elektrode (3.7) und der negativen Elektrode (3.8):



Die Nennspannung einer in dieser Form aufgebauten Zelle liegt bei 2,0 V und weist Energiespeicherdichten zwischen 20 - 50 Wh/kg auf. Der Blei-Akkumulator zeichnet sich durch seine hohe Belastbarkeit aus. Er verträgt hohe Spannungen und Ströme und kann daher, zumindest kurzzeitig, hohe Leistungen bereitstellen (vgl. Rundel et al. 2013, S. 37). Auch treten bei häufigen Teilentladungen von Blei-Säure-Akkumulatoren kaum Kapazitätsverluste auf (kein Memory-Effekt) (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 64). Der Gesamtwirkungsgrad, aus dem Verhältnis der ausgespeicherten Energie zur eingespeicherten Energie, kann bei Blei-Säure-Akkumulatorsystemen 90 % erreichen (vgl. Rundel et al. 2013, S. 37), bei Selbstentladungsraten²⁰ bis zu 5% pro Monat (vgl. Naish et al. 2008, S. 14). Die zu erwartenden Lebensdauern dieses System liegt zwischen 10 und 20 Jahren. Dabei ist jedoch der Betrieb auf einen Außentemperaturbereich von -20 °C bis 45 °C begrenzt und die Spannungsgrenzen bei Entlade- und Ladevorgang zu berücksichtigen. (vgl. Rundel et al. 2013, S. 37) Eine Überschreitung einer Ladespannung von 2,4 V (Gasungsspannung) führt zu einer verstärkten Zersetzung des im Elektrolyt gelösten Wassers und somit zu erhöhtem Wartungsaufwand. (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 36) Der Blei-Säure-Akkumulator darf nicht Tiefenentladen werden. Um Schädigungen der aktiven Materialien durch irreversible Sulfatbildung zu vermeiden, die bei niedrigen Ladezuständen eintritt, sollten diese Systeme nur bis zu einem Niveau von etwa 40 % der installierten Kapazität entladen werden. (vgl. Kairies et al. 2015, S. 52)

²⁰ Die Selbstentladungsrate gibt, als Verhältnis von Verlustleistung über einen Zeitraum zur gespeicherten Energie, den Anteil der gespeicherten Energie an, der ungenutzt, als sogenannte Selbstentladung, bedingt durch interne chemische Prozesse an die Umwelt abgegeben wird (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 40).

Aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten und der Erfahrung mit diesem Akkumulatortyp, ist der Blei-Säure-Akkumulator die weltweit am häufigsten eingesetzte Sekundärzelle. (vgl. Balog und Davoudi 2013, S. 125) In der stationären Anwendung operieren diese Systeme im größeren Maßstab netzgekoppelt oder im Inselbetrieb und dienen häufig der Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Immer öfter steht ihre Installation im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien. (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 231) Realisierte Konzepte weisen Leistungen von bis zu 70 MW und speicherbare Energiemengen bis zu 40 MWh auf (vgl. Korthauer 2013, S. 426). Am Markt existieren schlüsselfertige, dezentral installierbare Systeme²¹ in modularer Bauweise, die für die Kombination mit erneuerbaren Energien Anlagen ausgelegt sind und Energiemengen bis zu 4 MWh speichern können (GNB Industrial Power 2015).

Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Im Vergleich zu den Blei-Säure-Akkumulatoren stellen die seit den 1990er Jahren kommerziell eingesetzten Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine junge Technologie dar. Sie finden seitdem jedoch zunehmend Anwendung und haben sich im Konkurrenzkampf mit nickelbasierten Akkumulatoren weitestgehend durchgesetzt (vgl. Rundel et al. 2013, S. 39).

Die Materialien der positiven Elektrode bestehen aus lithiumhaltigen Mischoxiden (Li_xMeO_n mit Me z.B. Co, Ni, Mn), während für die negative Elektrode häufig Graphite C_6 eingesetzt werden, in denen sich Lithium-Ionen einlagern können. Während des Entladevorgangs werden die Lithium-Ionen aus der Anode herausgelöst und bewegen sich durch den Elektrolyt über den Separator zur Kathode, wo sie im Aktivmaterial eingelagert werden. Dabei werden Elektronen abgegeben, die über den äußeren Stromkreislauf von der negativ zur positiv geladenen Elektrode fließen (vgl. Korthauer 2013, S. 14). Im Gegensatz zum wässrigen System des Blei-Säure-Akkumulators, ist der eingesetzte Elektrolyt bzw. das gesamte Innere der Zelle wasserfrei, da Lithium unter starker Wärmeentwicklung mit Wasser reagiert. Auch ist der Elektrolyt nicht an der Reaktion beteiligt, sondern dient ausschließlich dem Transport der Lithium-Ionen. (vgl. Rundel et al. 2013, S. 40) Die folgenden Reaktionsgleichungen beschreiben die chemischen Umwandlungen beim

²¹ Es handelt sich hierbei um Blei-Gel Akkumulatoren, einer Weiterentwicklung von Blei-Säure-Akkumulatoren.

Entladen eines Lithium-Mangan-Akkumulators an positiven Elektrode (3.9) und der negativen Elektrode (3.10)



Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen im Vergleich zu den blei- oder nickelbasierten Systemen mit 3,6 V eine deutlich höhere Nennspannung auf. Auch werden vergleichsweise höhere Energiedichten, von bis zu 160 Wh/kg erreicht (vgl. a.a.O., S. 41) und Wirkungsgrade oberhalb von 95 % realisiert (vgl. Korthauer 2013, S. 16). Die Systeme operieren problemlos mit vergleichsweise hohen Entladetiefen (SOC < 20 % ist möglich) und weisen ebenfalls keinen Memory-Effekt auf (vgl. Balog und Davoudi 2013, S. 128). Die Selbstentladungsrate liegt jedoch mit bis zu 10 % pro Monat über dem Wert der Blei-Säure-Akkumulatoren (vgl. Rundel et al. 2013, S. 41). Auch sind größere Lebensdauern aktuellen Stand der Technik nicht zu erwarten. (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 270) Im Vergleich sind Lithium-Ionen-Akkumulatoren sehr sensibel hinsichtlich hoher Lade- und Entladeströme. In Kombination mit den enthaltenen leicht brennbaren Komponenten resultieren große Sicherheitsanforderungen an das BMS, hinsichtlich Laderegulung und thermischem Management.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen vergleichsweise hohe Investitionskosten auf. Aktuell werden diese Akkumulatortypen vor allem aufgrund ihrer hohen Energiedichte für mobile Anwendungen, wie in Laptops, verwendet (vgl. Balog und Davoudi 2013, S. 128). Zwar werden bereits stationäre Großspeicher mit Lithium-Ionen-Technologie realisiert, jedoch gibt es hier noch Entwicklungspotential hinsichtlich kalendarischer Lebensdauer, Sicherheit und Speichereffizienz (vgl. Korthauer 2013, S. 421). Ein Beispiel für einen netzgebundenen stationären Großspeicher auf Lithium-Ionen Basis ist ein 2014 in Schwerin in Betrieb genommenes System mit einer aktuellen Leistung von 5 MW und einer Kapazität von 5 MWh, welches zur Bereitstellung von Primärregelleistung genutzt wird. (Yunicos AG 2014)

Redox-Flow-Batterie

Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Sekundärzellen finden die Energiespeicherung und die Energiewandlung bei Redox-Flow-Batterien (RFB) räumlich getrennt statt, weshalb Redox-Flow-Zellen auch als Akkumulatoren mit externem Speicher bezeichnet werden (vgl. Rundel et al. 2013, S. 43).

Eine Zelle einer RFB ist durch eine ionendurchlässige Membran in zwei Halbzellen aufgeteilt. Die Energiespeicherung erfolgt hier nicht in der Elektrodenmasse, sondern in zwei tankgelagerten flüssigen Elektrolyten, die in voneinander getrennten Kreisläufen durch die jeweilige Halbzelle gepumpt werden. Die in den Halbzellen befindlichen meist großflächigen Elektroden aus Kohle- oder Graphitfilz, nehmen keine aktive Rolle bei der elektrochemischen Reaktion ein. Vielmehr bilden Sie den Stromleiter der Elektronenübergänge zwischen den Ionen der Redoxpaare. Der Ionenaustausch zwischen den Elektrolyten erfolgt über die zellteilende Membran (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 283).

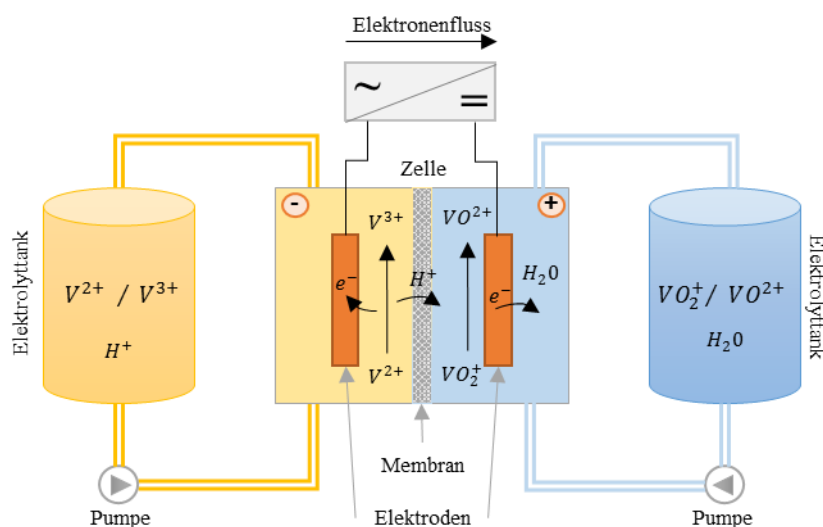
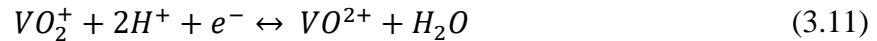


Abbildung 17: Aufbau und Prozesse einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (Entladen), eigene Darstellung in Anlehnung an Rundel et al. (2013), Birke und Schiemann (2013)

Das am häufigsten verwendete RFB-System ist das der Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRB) (vgl. Rundel et al. 2013, S. 44). Dabei wird als Elektrolyt auf beiden Membranseiten in Schwefelsäure gelöstes Vanadium in den Oxidationsstufen +2 und +3 (negative Elektrode) und +4 und +5 (positive Elektrode verwendet). Lade- und Entladevorgang bewirken eine Änderung der Oxidationsstufen des gelösten Vanadiums (vgl. Birke und Schiemann 2013,

S. 355). So wird beim Prozess des Entladens einer VRB, wie in Abbildung 17 skizziert, an der Kathode (3.11) fünfwertiges Vanadium zu vierwertigem, unter der Bildung von Wasser, reduziert. An der Anode (3.12) oxidiert das zweiwertige zu dreiwertigem Vanadium.



Einzelne Zellen, deren Nennspannung 1,25 V erreicht, können in Reihe, zu sogenannten Stacks verschaltet werden, in dem eine Parallelversorgung der einzelnen Zellen mit dem flüssigen Elektrolyt vorgenommen wird. Die Stacks können wiederum für Spannungs- bzw. Kapazitätsanpassungen parallel und seriell verschaltet werden. (Stadler und Sterner 2014, S. 284) Aufgrund der Trennung von Energiespeicherung und Energiewandlung besteht bei RFB-Systemen die Möglichkeit die Leistung, als Resultat der Größe der vorhandenen Elektrodenfläche, und die Speicherkapazität, in Form der Tankgröße und Elektrolytmenge, unabhängig voneinander zu dimensionieren, was ein Alleinstellungsmerkmal dieses Akkumulortyps darstellt (vgl. Naish et al. 2008, S. 15). Ebenfalls ergeben sich als Konsequenz der räumlichen Trennung des Speichermaterials sehr geringe Selbstentladungsraten. VRB-Systeme sind dabei tiefenentladefähig und es besteht keine Gefahr eines Memory-Effekts bei häufigen Teilentladungen.

Im Vergleich zu den zuvor betrachteten Akkumulatoren werden, begründet in der begrenzten Löslichkeit der Ladungsträger im Elektrolyt, nur geringe Energiedichten von 15 – 25 Wh/kg erreicht. Des Weiteren erfordert der Betrieb eine vergleichsweise komplexe Steuerungseinrichtung, z.B. um Leckagen auszuschließen und die Umwälzpumpen zu steuern (vgl. Rundel et al. 2013, S. 43f). Der Energieverbrauch von Pumpen und Sensoren führt dazu, dass der Wirkungsgrad eines Systems bei nur 75% liegt und somit deutlich unterhalb derer von den behandelten Akkumulatoren mit zellinternem Speicher. (vgl. Birke und Schiemann 2013, S. 356) Neben höheren energiespezifischen Investitionskosten, im Vergleich zu Blei-Säure-System (s. Abbildung 14), sind auch die Wartungskosten für die zusätzlichen Peripherieanlagen (Pumpen, Tanks, etc.) zu berücksichtigen.

Es existieren bereits realisierte stationäre Großanlagen auf Basis von Vanadium-Redox-Flow-Zellen, mit Speichervolumina bis zu 120 MWh und Leistungen von bis zu 15 MW (vgl. Rundel et al. 2013, S. 44). Dabei werden netzgekoppelte Anlagen hauptsächlich für das

Abfahren von Lastspitzen und zur Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie einsetzt (vgl. Stadler und Sterner 2014, S. 292).

3.3. Kombination von Windpark und Akkumulatorsystem

Im Folgenden wird die mögliche Integration eines Akkumulatorsystems in eine typische Windparkstruktur beleuchtet. Dabei werden, aufbauend auf einer Einordnung des Windparkbegriffs, strukturelle und technische Rahmenbedingungen von Windparks beschrieben. Anschließend wird eine Möglichkeit aufgezeigt ein im vorherigen Abschnitt beschriebenes Akkumulatorsystem schalt- und regelungstechnisch mit dem Windpark zu verknüpfen, sodass eine Beeinflussung der Leistungsabgabe ermöglicht wird.

3.3.1. Strukturelle und technische Rahmenbedingungen von Windparks

Hervorgerufen durch die zu Beginn dieser Arbeit skizzierten gesetzlichen und förderungspolitischen Rahmenbedingungen, werden heute nahezu alle WEA versorgungsnetzgekoppelt, im sogenannten Netzparallelbetrieb, eingesetzt. Dabei existiert eine Verbindung zwischen Erzeugungsanlage(n) und dem Verteil- bzw. Übertragungsnetz (vgl. Wagner und Mathur 2013, S. 69). Die Stromproduktion der Anlage(n) wird dabei direkt bzw. nach Spannungstransformation in das Versorgungsnetz eingespeist, wobei an der Schnittstelle (Zählpunkt) eine Messung stattfindet, die auch die Bilanzierung und Abrechnung ermöglicht (vgl. Hau 2014, S. 494). Zwar handelt es sich bei WEA grundsätzlich und im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken um eine dezentrale Erzeugungstechnologie, jedoch führten die gesetzlichen Bestimmungen des EEG, aber auch umwelt- und baurechtliche Vorschriften zu vermehrter räumlicher Konzentrationen und technischer Zusammenfassung von Einzelanlagen. Neben der maximalen Ausnutzung von lokal vorherrschenden Windgeschwindigkeiten, bilden Kostenvorteile bei Errichtung (z.B. Kosten für einen Netzanbindungspunkt) sowie hinsichtlich des Betriebes und der Verwaltung die größten Vorteile einer Zusammenfassung von einzelnen WEA (vgl. a.a.O., S. 704f.).

Die Gruppierung von einzelnen Anlagen, die über eine gemeinsame Netzanbindung verfügen und im Onshore-Bereich typische Gesamtleistungen von 10 MW bis über 100 MW aufweisen, wird als Windpark (im Englischen auch häufig als Windfarm) bezeichnet (vgl. Jarass et al. 2009, S. 60). Die Mehrzahl der in Deutschland installierten Anlagen ist in

solchen Windparks organisiert. Neben dem auf einer internen Verkabelung fußenden gemeinsamen Netzanschluss, sind die eingeschlossenen Anlagen häufig auch organisatorisch und eigentumsrechtlich verknüpft (vgl. Hau 2014, S. 703f.).

Während in der Vergangenheit eine interne informationstechnische Vernetzung der Anlagen eines Windparks, die eine zentrale Messdatenverarbeitung sowie darauf basierende Steuerung einzelner Anlagen ermöglicht, nicht zwangsläufig gegeben war (ebd.), ist sie heute sowohl aus technischen, als auch aus ökonomischen Gesichtspunkten notwendig. Aus technischer Sicht ist eine zentrale Steuerung vor allem im Rahmen großer Windparks erforderlich, die an ihren Netzverknüpfungspunkten komplexen Netzanschlussregeln (z.B. Vorgaben zu Einschaltströmen und Grenzwerte für Wirk- und Blindleistung) genügen und im Falle von Netzstörungen bestimmte Betriebszustände (z.B. komplette Abschaltung aber auch die Aufrechterhaltung des Betriebs bei kurzzeitigen Spannungsabfällen (Kurzschluss), einnehmen müssen (vgl. Kabatzke 2005). Seit dem EEG 2014 bildet eine zentralisierte Steuerbarkeit von WEA eine Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie, so dass auch ökonomische Anreize für ein zentrales Windparkmanagementsystem (WMS) bestehen (s. Abschnitt 2.3.1). Auch findet die Bilanzierung und daher auch die Fahrplanbestimmung für den Zählpunkt, also auf Ebene des Netzverknüpfungspunktes, statt. Die fahrplanbestimmende Windleistungsprognose ist im Rahmen von Windparks das Resultat einer Aggregation der Prognosen auf Anlagenebene und setzt die Kenntnis der Betriebszustände der einzelnen WEA voraus (vgl. Graeber 2014b, S. 94).

Der Anschluss von Windparks an das elektrische Netz erfolgt, in Abhängigkeit von der installierten Leistung auf der Mittelspannungsebene bzw. bei Gesamtleistungen über 20 MW auf Hochspannungsniveau (vgl. Hau 2014, S. 795). Um das Spannungsniveau zu erreichen werden Transformatoren eingesetzt. Eine erste Spannungstransformation findet bei modernen WEA maschinenintern statt, sodass die Generatorspannung von üblicherweise 6kV auf Mittelspannungsniveau von 20 kV hochgespannt wird. Die interne Verkabelung des Windparks erfolgt dann i.d.R. über Sammelschienen auf 20 kV Ebene, wobei je nach Anlagenanzahl und damit verbundener Leistung die Kabelquerschnitte dimensioniert sind. Die Sammelschienen münden in der Übergabestation, die sich an dem bzw. vor dem Netzanschlusspunkt befindet. Neben einer Leistungsmessung findet in der Übergabestation auch die ggf. notwendige weitere Spannungstransformation auf Hochspannungsebene statt (vgl. Heuck et al. 2010, S. 355).

3.3.2. Schema eines Windpark-Akkumulatorsystems

Während eine gemeinsame Betriebsführung von WEA-Park und Akkumulator auch räumlich getrennt, im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks²² umsetzbar wäre, erfordert das Konzept des Auftretens als eine Erzeugungseinheit am Netzanschlusspunkt und der resultierenden, gemeinsamen Bilanzierung, die Integration des Akkumulatorsystems in das interne Netz des Windparks. Mittels eines bidirektional arbeitenden Umrichtersystems (AC/DC-Steller) kann eine Kopplung des Akkumulatorsystems an das interne Wechselstromnetz des Windparks erfolgen. Die nachfolgende Abbildung 18 zeigt schematisch die verschiedenen Komponenten eines solchen Systems.

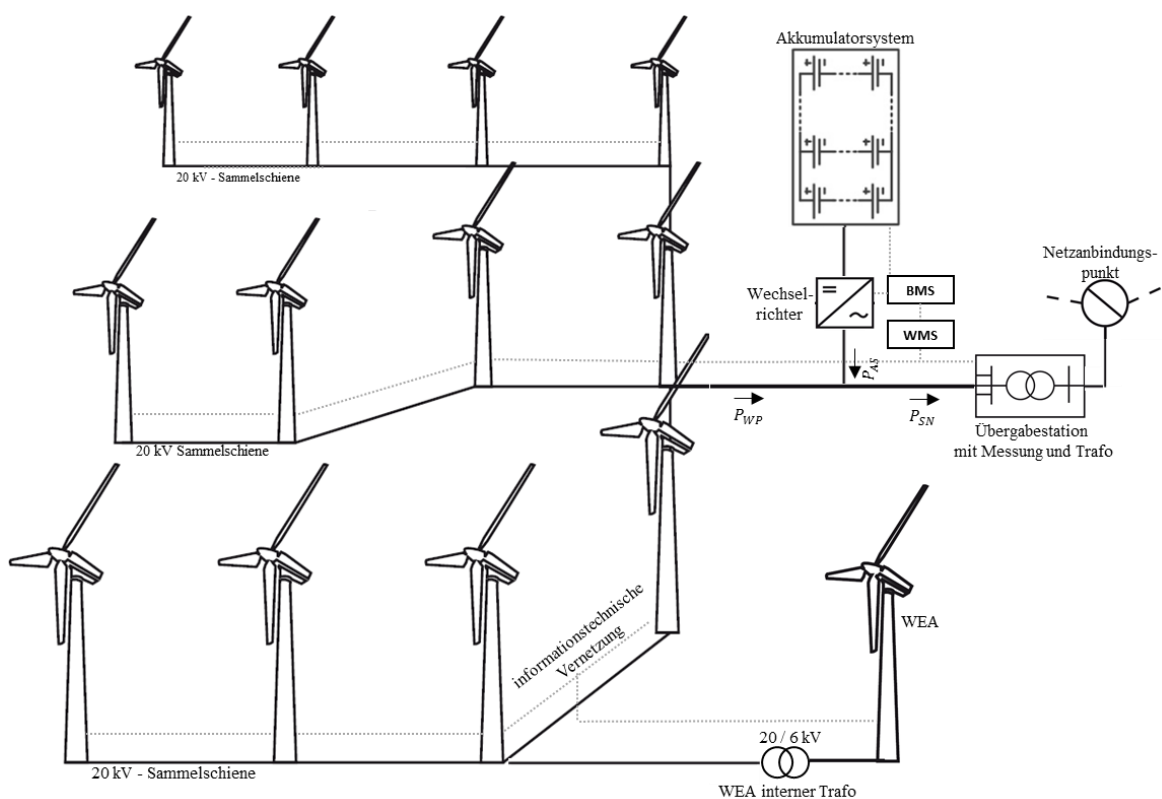


Abbildung 18: Integration eines Akkumulatorsystems in ein windparkinternes AC-Netz, eigene Darstellung, mit Grafiken von Hau (2014), Kou et al. (2015)

Wie in der Abbildung 18 dargestellt, ergibt sich die an der Übergabestation anliegende Leistung P_{SN} aus der Summe der Windparkleistung P_{WP} und der vom Akkumulatorsystem abgegebenen bzw. aufgenommen Leistung P_{AS} . Dadurch ist am Netzanbindungspunkt, also

²² Virtuelle Kraftwerke zeichnen sich durch die zentrale Steuerung dezentraler und ggf. auf verschiedenen Spannungsebenen operierender Erzeuger (aber auch Verbraucher) aus, die durch Kommunikations- und Informationstechnik verbunden sind. Die beteiligten Anlagen verfügen dabei über einen eigenen Netzanschluss (vgl. Klemusch 2006)

aus Sicht des Netzbetreibers, keine Differenzierung von Akkumulator- und Windparkleistung mehr möglich.

Die informationstechnische Vernetzung des Gesamtsystems ermöglicht die zentrale Steuerung der Leistungsabgabe über das WMS bzw. BMS. Die Leistung des kontrahierten Fahrplans P_{FP} kann dem WMS für jeden Zeitpunkt (t) als Sollwert für die Leistung P_{SN} dienen, sodass gilt:

$$P_{WP}(t) + P_{AS}(t) = P_{SN}(t) = P_{FP}(t) \quad (3.13)$$

Unter der Berücksichtigung des über das BMS ermittelten Betriebszustands des Akkumulatorsystems können Schaltentscheidungen getroffen werden, mit dem Ziel durch das Laden oder Entladen des Akkumulatorsystems die Leistungsbilanz so zu beeinflussen, dass (3.13) erfüllt wird²³.

²³ Die Möglichkeit die Leistungsbilanz durch Anpassung der WEA Leistung, im Sinne einer Abregelung, zu beeinflussen, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

4. Aufbau des Simulationsmodells

Im Rahmen dieser Arbeit soll untersucht werden, wie ein windparkintegriertes Akkumulatorsystem, zu dimensionieren ist, wenn es, aus technischer Sicht, zu einer möglichst großen Reduzierung der benötigten Ausgleichsenergiemenge eines Windparks beitragen soll. Gleichzeitig soll eine Betrachtung des Verhältnisses von Speicherkosten zu den vermiedenen Ausgleichsenergiekosten eine ökonomische Bewertung der Speicherdimensionierung ermöglichen. Dabei sollen die zu vor erläuterten Einflussgrößen des Konzepts, also der zeithorizontabhängigen Prognosefehler, der Typ sowie die zu erwartenden Kosten und technischen Eigenschaften des gewählten Akkumulatorsystems Berücksichtigung finden.

Zur Bearbeitung der Aufgabenstellung wurde ein Simulationsmodell aufgebaut, das eine entsprechende Parametrierung der vorhergenannten Komponenten zulässt und deren Zusammenwirken simuliert. Der Modellaufbau wird im Folgenden vorgestellt. Es erfolgt zunächst eine Vorstellung der das Modell im Allgemeinen umgebenden Annahmen und Eingrenzungen. Anschließend findet eine Betrachtung der vorgenommenen Modellierung der einzelnen Systemkomponenten statt.

4.1. Eingrenzung des Modells

Aufgrund der Komplexität eines solchen Systems, lassen sich nicht alle betriebsbeeinflussenden Faktoren, die hervorgerufen durch die Komponenten selbst (z.B. Defekte) oder durch Wechselwirkungen untereinander bzw. an den äußeren Schnittstellen (z.B. Netzstörungen und Einspeisemanagement) bestehen, berücksichtigen, sodass weitere Annahmen für die Modellbildung getroffen werden müssen. Trotz der Einschränkungen und der vereinfachten Abbildung der Systemkomponenten ist es das Ziel dieser Arbeit ein System aufzuzeigen, dessen simulierte Betriebszustände in der realen Umsetzung nachvollzogen werden können.

Um eine ökonomische Bewertung, im Rahmen einer annuitätischen Investitionsrechnung zu ermöglichen, aber auch um Ergebniseinflüsse stark fluktuierender Faktoren, wie Windverhältnisse oder Marktpreise, zu minimieren und damit ein ausgewogenes Ergebnis über den Betrachtungszeitraum zu gewährleisten, ist der Simulationszeitraum auf ein Kalenderjahr festgelegt. Innerhalb dieses Kalenderjahres wird die Berechnung auf

Stundenebene ausgeführt, so dass 8.760 Simulationsschritte durchgeführt werden und detailliert die Veränderungen in den Betriebszuständen der Systemkomponenten im Zeitverlauf nachvollziehbar werden. Die elektrische Leistung dient dabei als Größe zur Beschreibung der Betriebszustände der einzelnen Systemkomponenten. Für jeden Simulationsschritt können somit auch Energiemengen innerhalb des Modells nachvollzogen und über den Simulationszeitraum summiert werden. Die finanzielle Bewertung auf Jahresbasis erfolgt grundsätzlich über die Addition der Einzelumsätze aus den Produkten von Energiemengen und entsprechenden Preisen der Simulationszeitschritte. Investitions- und Fixkosten werden auf Jahresbasis betrachtet.

Der Windpark bzw. seine elektrische Leistung wird ausschließlich als Summe betrachtet, sodass keine detaillierte Aufschlüsselung von Betriebszuständen einzelner Anlagen ersichtlich wird. Dementsprechend werden auch keine technischen Defekte oder Veränderungen im Erzeugungsverhalten einzelner Anlagen bei bestimmten Umgebungszuständen (z.B. Abschattungsverluste) berücksichtigt. Auch werden in diesem Zusammenhang keine etwaigen Wirkleistungsverluste durch den Einsatz generatorkonzeptabhängiger Leistungselektronik beachtet. Des Weiteren wird bei den ökonomischen Betrachtungen davon ausgegangen, dass kein Investitionsbedarf in die Infrastruktur des Windparks besteht und dessen Betriebskosten keinen beeinflussenden Effekt bei der Berechnung der Betriebsergebnisse haben.

Aufgrund der Vernachlässigung von Strom und Spannungsverläufen unterliegt auch das Speichermodell bzw. vor allem die Regelung des Speichers im Rahmen des Batteriemangements einer deutlichen Vereinfachung. Dementsprechend wird im Rahmen des Modells der Kapazitätsbegriff zur Beschreibung des (möglichen) Energieinhalts des Speichers verwendet. Auch werden im Rahmen des Batteriemangements keine temperaturbasierten Entscheidungen getroffen.

Die Betrachtungen erfolgen ohne die Berücksichtigung physikalischer Wechselwirkungen mit dem elektrischen Versorgungsnetz. Das Akkumulatorsystem ist in das Netz des Windparks integriert, sodass an der Schnittstelle zum Versorgungsnetz nur eine elektrische Leistung anliegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Differenzmengen zwischen dem jeweiligen Fahrplan und der tatsächlichen Energieproduktion uneingeschränkt durch das Versorgungsnetz ausgeglichen werden können. Die Definition der Fahrplanleistung erfolgt

dabei ohne Berücksichtigung von leistungsbezogenen Kontraktsspezifikationen, sodass auch kleine Leistungen unter 100 kW am Markt platziert und finanziell bewertet werden können. Kosten, die im Zusammenhang mit der Marktteilnahme stehen, wie z.B. Handelsgebühren und sonstige Transaktionskosten werden im Rahmen des Modells nicht berücksichtigt.

Die Bilanzierung, also die Betrachtung der benötigten Ausgleichsenergiemengen, erfolgt, aufgrund des gewählten Simulationszeitschritts, nicht auf viertelstündlicher, sondern auf stündlicher Basis. Daher ist eine Bewertung der Mengen mit (realen) Ausgleichsenergiepreisen nicht durchführbar, da diese ein viertelstündliches Intervall aufweisen. Die Bewertung kann daher nur anhand von Schätz- oder Durchschnittswerten erfolgen.

4.2. Beschreibung des Modellaufbaus

Die Umsetzung des Simulationsmodells erfolgte in der Simulationssoftware TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulation Program). Die über eine grafische Oberfläche verfügende Software dient zur Untersuchung des dynamischen (instationären) Verhaltens von Prozessen. Hauptsächlich wird das Programm derzeit zur Simulation von Prozessen im Bereich der erneuerbaren Energien eingesetzt, wie z.B. bei der Bemessung von Wind- und Photovoltaikanlagen, aber auch Gebäude-Simulationen gehören zum Anwendungsbereich der Software. Die seit 1975 kommerziell vertriebene Software basiert auf der Programmiersprache FORTRAN 77²⁴.

Die Software enthält eine Vielzahl von modularen Standardkomponenten die, je nach Aufgabenstellung, durch den Anwender logisch verknüpft werden. Jede Komponente beschreibt die Funktionsweise eines Teilelements im Gesamtsystem. Diese sogenannten TYPES können vom Anwender beliebig verändert werden. Des Weiteren können auch selbst erstellte TYPES eingebunden werden. Jeder Type kann durch variable Parameter definiert und angepasst werden, wobei die grundsätzliche Funktionsweise mathematisch beschrieben (Klein et al. 2010) und somit restringiert ist. Über die vom Anwender geschaffenen Verknüpfungen der Types untereinander, werden Ergebnisse der Simulationsschritte an nachgelagerte Komponenten übergeben (Outputparameter). Die nachfolgende Komponente übernimmt und verarbeitet diese Werte dann als Eingangswerte (Inputparameter). Neben

²⁴ <http://www.trnsys.com>

einer Visualisierung der Parameter können weitere mathematische Manipulationen der Werte in sogenannten Equation-Modulen vorgenommen werden. Mit diesen ist es beispielsweise möglich die Einheiten verschiedener Inputparameter umzurechnen und als neue Outputparameter zu definieren. Einzelne Parameter können aus programmexternen Quellen, z.B. Textdateien, importiert werden. Ebenso wird durch bestimmte Types ein Parameterexport ermöglicht, wodurch die Option besteht, die Simulationsergebnisse in anderen Softwares weiterzuverwenden bzw. auszuwerten.

Abbildung 19 zeigt eine Übersicht des erstellten TRNSYS Modells, auf deren Basis anschließend die einzelnen Types beschrieben werden. Dabei wird sowohl auf die jeweiligen Inputparameter eingegangen, als auch die Verknüpfung untereinander beleuchtet. Sofern die Komponentenparameter keiner dynamischen Veränderung im Rahmen der Simulation unterliegen und aus Modellsicht als vorgegeben angesehen werden, so sind auch diese in den kommenden Abschnitten beschrieben und begründet.

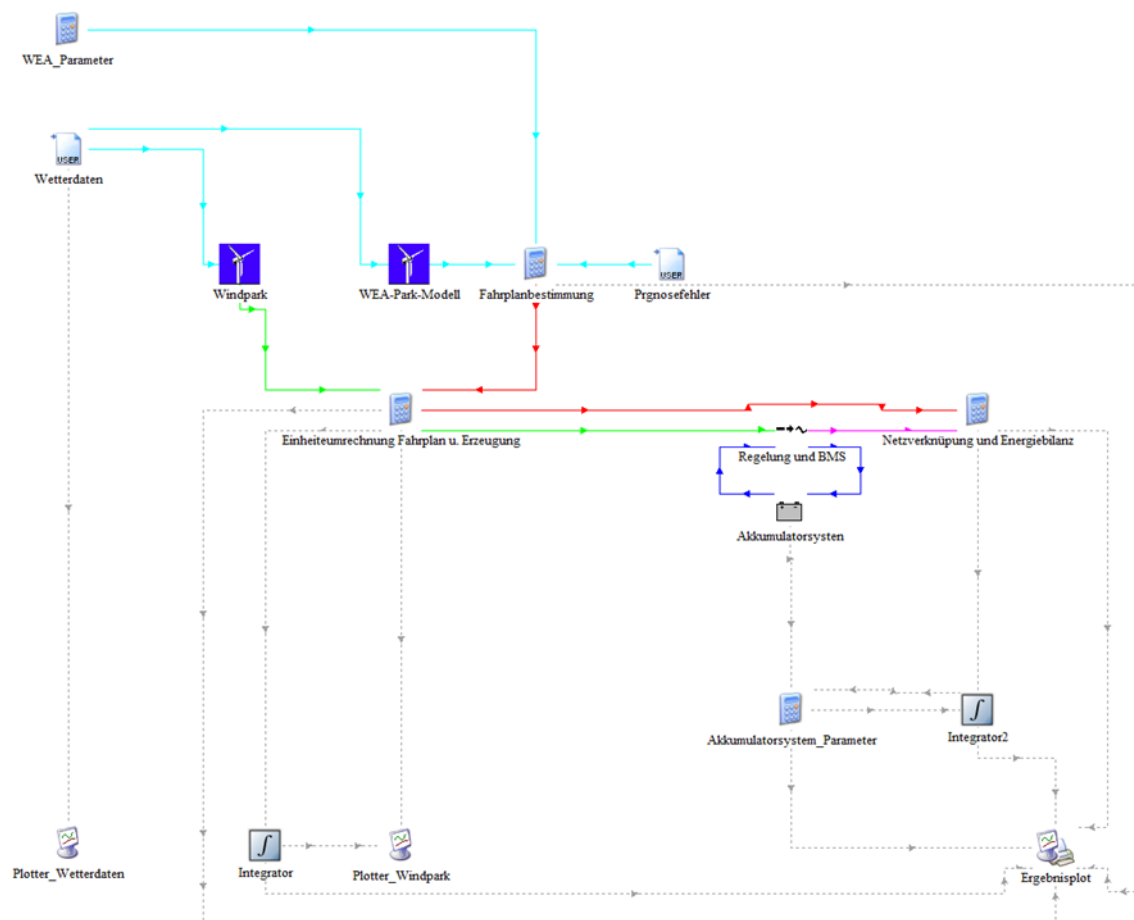


Abbildung 19: Graphische Darstellung des TRNSYS-Modells und der Verknüpfung der Komponenten

4.2.1. Ganglinie der Windgeschwindigkeit und Windpark

Die Modellierung des Windparks erfolgt mit dem TRNSYS Standardtype 90. Das zugrundeliegende Modell ermittelt als Output die elektrische Leistung einer WEA in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und einer definierbaren Leistungskennlinie, die den anlagenspezifischen Zusammenhang von elektrischer Leistung und Windgeschwindigkeit widerspiegelt.

In das Simulationsmodell wurde die in Abbildung 20 dargestellte Leistungskennlinie einer ENERCON E82 E2, als externe Textdatei eingebunden. (ENERCON 2015) Die Einschaltwindgeschwindigkeit liegt bei 2 m/s. Die Abschaltgeschwindigkeit wurde im Modell auf 28 m/s festgelegt, sodass ab Erreichen dieser Windgeschwindigkeit keine weitere Energieproduktion erfolgt.

Diese getriebelose und drehzahlvariable Anlage mit direktgetriebenem Ringgenerator verfügt über eine Nennleistung von 2,35 MW und kann somit sowohl hinsichtlich der Anlagenleistung, als auch des zugrundeliegenden Generatorkonzepts als Referenzanlage angesehen werden (vgl. Berkhout et al. 2015, S. 35ff.). Die Nabhöhe der WEA wurde auf 108 m, bei einem Rotordurchmesser von 82 m festgelegt, wobei diese Werte dem Durchschnitt der in Deutschland (onshore) installierten WEA entsprechen (vgl. a.a.O., S.37)

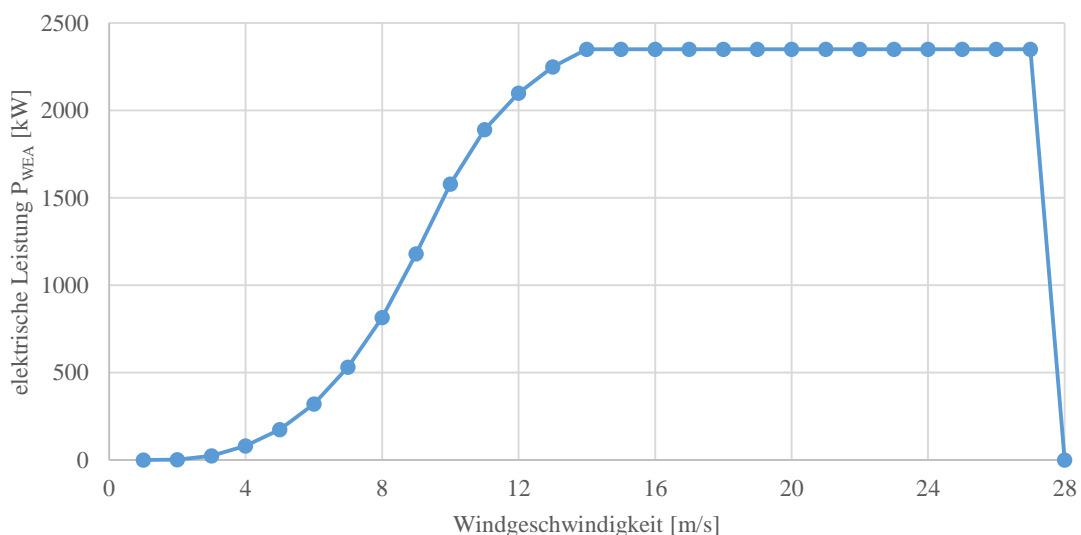


Abbildung 20: Leistungskennlinie der modellierten Windenergieanlage, eigene Darstellung mit Daten von ENERCON (2015)

Die Einbringung der Ganglinie der Windgeschwindigkeit in das Simulationsmodell erfolgt über den Standardtype 9, der diese als Output an den Type 90 weitergibt. Der Type ermöglicht das Einlesen von Daten aus einer externen Quelle. Die im Rahmen dieser Simulation verwendeten Werte für die Windgeschwindigkeit, stammen aus einem Messdatensatz aus 2014 für den Standort Lüchow. Die vom Deutschen Wetterdienst aufgezeichneten Werte haben bei der hier verwendeten Veröffentlichung eine stündliche Auflösung und werden in einer Höhe von 17 m gemessen. (DWD 2014) Der Messstandort ist geographisch der Windzone 2²⁵ zuzuordnen, die aktuell die größte Anzahl an installierten WEA und WEA-Leistung aufweist (vgl. Ender 2015, S. 31). Somit können auch die verwendeten Daten zur Windgeschwindigkeit als dem Referenzanspruch des Modells zuträglich angesehen werden.

Die durch den Unterschied zwischen Messhöhe der Windgeschwindigkeit und Narbenhöhe bestehende Notwendigkeit (Höhenabhängigkeit der Windströmung) der Berechnung bzw. Abschätzung der resultierenden Windgeschwindigkeit auf Generatorhöhe, erfolgt mit dem Type 90, wobei hier das Potenzgesetz nach Hellmann Anwendung findet. Dabei wird, wie in (4.1) dargestellt, die Windgeschwindigkeit v_1 auf Nabenhöhe h_1 aus der Windgeschwindigkeit v_{ref} auf Messhöhe h_{ref} , unter der Berücksichtigung des Höhenwindexponenten α ermittelt.

$$v_1 = v_{ref} \left(\frac{h_1}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (4.1)$$

Aufgrund fehlender weiterer Informationen über Geländetopographie am Messstandort, ist $\alpha=0,21$ als Komponentenparameter definiert, so dass von einer Mischform zwischen flachem Wiesen- und Waldgelände ausgegangen werden kann.²⁶

Die Modellierung der Windparkgröße erfolgt im Rahmen des Modells durch die Addition von bau- und parametereichen Anlagen, die wiederum innerhalb des Types vorgenommen wird. Der Windpark des Simulationsmodells verfügt über 26 Anlagen und weist damit eine insgesamt installierte elektrische Nennleistung P_{inst} von 61,1 MW auf. Diese

²⁵ Der Begriff meint hier die geographische Abgrenzung von Gebieten anhand der dort vorliegenden (mittleren) Windgeschwindigkeiten. Dabei sind vier Windzonen definiert, von Schwachwindstandorten (Windzone 1) bis zu windgünstigen Küstenstandorten (Windzone 4)

²⁶ Zur Einordnung der Werte für den Höhenwindexponenten α : offene See: $\alpha \approx 0,1$, flaches Land $\alpha \approx 0,16$, Waldgelände $\alpha \approx 0,28$, Stadtgebiet $\alpha \approx 0,4$.

Gesamtleistung kann in den Zusammenhang der in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Definition des Windparkbegriffs eingeordnet werden. Outputparameter des Typs 90 bildet die elektrische Leistung des Windparks P_{WP} , die in die im Abschnitt 4.2.4 beschriebene Regelungskomponente des Gesamtsystems, sowie in das Modul zu Ermittlung des Fahrplans einfließt.

4.2.2. Modellierung von Prognosefahrplänen

Die Bestimmung des (prognostizierten) Fahrplans, an dem letztendlich die Fahrplantreue des Gesamtsystems gemessen wird, erfolgt, aufgrund der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Komplexität der Windleistungsprognose stark vereinfacht, unter Berücksichtigung des zu erwartenden Prognosefehlers unterschiedlicher Prognosehorizonte.

Im Modell erfolgt daher eine rückwärtige Betrachtung, so dass in jedem Simulationsschritt zu der aktuellen Leistung des Windparks P_{WP} eine Fehlerleistung P_{FCE} addiert wird. Dabei ist die Fehlerleistung das Ergebnis des Produkts aus P_{inst} und dem in Prozent der installierten Leistung ausgedrückten, normierten Prognosefehlers p_{FCE} . Die prognostizierte Fahrplanleistung P_{FC} ergibt sich somit aus folgendem Zusammenhang:

$$P_{FC} = P_{WP} + P_{FCE} = P_{WP} + P_{inst} \cdot p_{FCE} \quad (4.2)$$

Die Einbringung der Ganglinie des normierten Prognosefehlers p_{FCE} in das Simulationsmodell erfolgt über den Standardtype 9. Zur Bestimmung der Fehlerganglinie wird eine Microsoft Excel bzw. vba-basierte Routine verwendet. Diese Routine ermöglicht die Generierung von Zufallszahlen in einem begrenzten Zahlenbereich, anhand einer definierbaren diskreten Verteilung. Die zugrundeliegende Codierung und die in Abbildung 21 dargestellte Oberfläche wurde dabei, aufbauend auf Beschreibungen von Rauh (2012) für den Einsatz im Rahmen dieses Simulationsmodells entwickelt.

Die im Abschnitt 3.1.3 identifizierten leistungsbezogenen Prognosefehler und deren relative Häufigkeit, dienen als Wahrscheinlichkeitsfunktion, anhand derer die Zufallszahlen erzeugt werden. Die Berechnungsroutine wird wiederholt, bis alle Werte der eingelesenen Verteilung bzw. die Grenzwerte im ausgegebenen Zahlenvektor vertreten sind. In einem zweiten Schritt erfolgt eine Neusortierung der generierten Zufallszahlen unter der Bedingung, dass ihre Wertdifferenzen zueinander innerhalb definierter Grenzen liegen, wodurch ein realitätsnaher Verlauf des Fehlerwertes unterstellt werden soll. Sofern die

Neusortierung unter den gegebenen Bedingungen mit der zuvor erzeugten Zufallszahlenreihe nicht möglich ist, startet die Routine neu, sodass ein neuer Zahlenvektor generiert wird.

The screenshot shows a spreadsheet with columns A through L. Column A contains values from -0.120 to 0.090. Column B contains probabilities from 0.026 to 0.01. Column C contains cumulative probabilities from 0.026 to 1.00. Column D contains cumulative values from 0.00026000 to 0.00010000. Column E contains cumulative values from 0.00026 to 1.0. Column F is labeled 'Ausgabevektor' and contains values from 0.01 to 0.02. Column G contains values from 0.01 to 0.02. Column H contains values from 0.01 to 0.02. Column I contains values from 0.01 to 0.02. Column J is labeled 'Plausibilitätskontrolle' and contains values from 2,5% to -12%. Column K contains values from 0,04000 to -0,04000. Column L contains values from 5 to 4. A dialog box titled 'Einschränken der Werte und Wahrscheinlichkeiten' is overlaid on the spreadsheet. It has a dropdown menu for 'Werte und Verteilung' set to 'Tabelle1!\$A\$2:\$B\$33', a dropdown for 'Anzahl Zufallszahlen' set to '8760', a text box for 'Wertdifferenz maximal' set to '0,04', and a text box for 'Wertdifferenz minimal' set to '-0,04'. There are three buttons: 'Zufallszahlen erzeugen', 'Zufallszahlen zurücksetzen', and 'Userform schließen'.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Wert	Wahrscheinlichkeit	h_kum [%]	h/100	h_kum/100						Plausibilitätskontrolle	
2	-0,120	0,026	0,026	0,00026000	0,00026		0,01				RMSE	2,5%
3	-0,115	0,042	0,068	0,00042000	0,00068		0,02				MAX	9%
4	-0,110	0,073	0,141	0,00073000	0,00141		0,02				MIN	-12%
5	-0,105	0,082	0,223	0,00082000	0,00223		0,02					
6	-0,100	0,1	0,323	0,00100000	0,00323		0,03				Max. Differenz zum Vorgängerwert	0,04000
7	-0,090	0,15	0,473	0,00150000	0,00473		0,01				Min. Differenz zum Vorgängerwert	-0,04000
8	-0,080	0,19	0,663	0,00190000	0,00663		-0,025					
9	-0,085	0,25	0,913	0,00250000	0,00913		-0,015				nötige Loops	5
10	-0,070	0,5	1,413	0,00500000	0,01413		-0,02				Prognosehorizont in h	4
11	-0,060	0,75	2,163	0,00750000	0,02163		-0,01					
12	-0,050	1,2	3,363	0,01000000	0,03163		0					
13	-0,045											
14	-0,040											
15	-0,030											
16	-0,025											
17	-0,020											
18	-0,015											
19	-0,010											
20	-											
21	0,010											
22	0,020											
23	0,025											
24	0,030											
25	0,035											
26	0,040											
27	0,045											
28	0,050	0,37	99,215	0,00370000	0,99215		-0,01					
29	0,060	0,32	99,535	0,00320000	0,99535		-0,02					
30	0,070	0,295	99,83	0,00295000	0,9983		-0,02					
31	0,080	0,075	99,905	0,00075000	0,99905		-0,02					
32	0,080	0,085	99,99	0,00085000	0,9999		0					
33	0,090	0,01	100	0,00010000	1		0,02					

Abbildung 21: Ausschnitt der Softwareoberfläche bei der Ermittlung der Ganglinie des leistungsbezogenen Prognosefehlers

Der nach (4.2) ermittelte Wert für P_{FC} wird im Rahmen des Modells noch einer weiteren Plausibilisierung unterzogen, um unlogische Betriebszustände auszuschließen. In diesem Zusammenhang erfährt P_{FC} eine Anpassung zu der Fahrplanleistung des Outputs P_{FP} . Dabei gilt:

$$P_{FCE} < 0 \text{ und } P_{WP} = 0, P_{FP} = 0 \tag{4.3}$$

$$P_{FCE} < 0 \text{ und } P_{WP} > 0, P_{FP} = P_{WP} + P_{inst} \cdot -p_{FCE} \tag{4.4}$$

$$P_{FCE} > P_{inst}, P_{FP} = P_{inst} \tag{4.5}$$

$$P_{FCE} \geq 0 \text{ und } P_{FCE} \leq P_{inst}, P_{FP} = P_{FCE} \tag{4.6}$$

Der so ermittelte Output P_{FP} dient dann als Eingangsparameter bei der Regelungskomponente sowie bei der Bilanzierung, zur Bestimmung von Ausgleichsenergiemengen. Des Weiteren basiert auch die Berechnung des finanziellen Handelsergebnisses auf der Fahrpanleistung.

4.2.3. Akkumulatorsystem

Die Modellierung des Akkumulatorsystems erfolgte mit dem TRNSYS Standardtype 47 (Mode 1). Der Type beschreibt einen Akkumulator, bei dem über die Bilanzierung der ein- und ausgespeicherten Energiemengen sowie der Speicherverluste, der Energieinhalt des Speichers bestimmt wird. Inputparameter des Types ist die Einspeiseleistung $P_{AS_{ein}}$, die im Rahmen des Modells mit einem negativen Vorzeichen geführt wird. Die Ausspeicherleistung $P_{AS_{aus}}$ bildet einen Outputparameter.

Die im Akkumulatorsystem speicherbare Energiemenge $E_{AS_{max}}$ ist dabei ein definierbarer, variabler Komponentenparameter. Es wird in jedem Simulationszeitschritt der Ladezustand SOC , als Outputparameter, aus dem Verhältnis des aktuellen Energieinhalts des Akkumulatorsystems $E_{AS_{ist}}$ und dem Nominalwert gebildet.

$$SOC = \frac{E_{AS_{ist}}}{E_{AS_{max}}} \quad (4.7)$$

Die Berücksichtigung von Speicherverlusten $E_{AS_{Los}}$, die ebenfalls einen Outputparameter des Types darstellen, erfolgt über die Multiplikation eines definierbaren Wirkungsgrades η_{AS} , mit der eingespeicherten Energiemenge $E_{AS_{ein}}$:

$$E_{AS_{Los}} = (1 - \eta_{AS}) \cdot P_{AS_{ein}} \cdot \Delta t = (1 - \eta_{AS}) \cdot E_{AS_{ein}} \quad (4.8)$$

Die Entscheidung, ob von dem Akkumulatorsystem eine Leistung aufgenommen oder abgegeben wird bzw. werden kann, erfolgt in der im Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Regelungskomponente. Mit dieser Komponente sind daher sowohl der Inputparameter $P_{AS_{ein}}$, als auch die Outputparameter SOC und $P_{AS_{aus}}$ verknüpft.

4.2.4. Wechselrichter und Batteriemanagementsystem

Die Modellierung des bidirektional arbeitenden Wechselrichters, der als Knoten im internen Netz fungiert und die Windparkleistung mit der Akkumulatorleistung verbindet sowie der in

diesem Rahmen notwendigen Regelung, erfolgte mit dem Standardtype 48 (Mode 1). Zu den Inputparametern des Types gehören neben dem SOC des Akkumulatorsystems, die Windparkleistung P_{WP} sowie die Fahrplanleistung P_{FP} . Ebenfalls kann die vom Batteriesystem kommende Leistung $P_{AS_{aus}}$ als Inputparameter definiert werden. Die sich am Knoten ergebende Gesamtleistung P_{SYS} , ist als Outputparameter des Types definiert.

$$P_{SYS} = P_{WP} + P_{AS_{ein}} + P_{AS_{aus}} \quad (4.9)$$

Die Regelung des Akkumulatorsystems erfolgt über den Abgleich des SOC des Akkumulatorsystems mit definierbaren Grenzwerten sowie der Berücksichtigung von P_{FP} und P_{WP} . Die Grenzwerte bilden Komponentenparameter des Types. Dabei ist SOC_{max} der obere Grenzwert für den Ladevorgang, während SOC_{min} die untere Grenze des zulässigen Ladezustands beim Entladevorgang bildet.

Es kommt zum Laden der Batterie ($P_{AS_{ein}} < 0, P_{AS_{aus}} = 0$) wenn die aktuelle Windparkleistung oberhalb der Fahrplanleistung liegt ($P_{WP} > P_{FP}$) und dabei der aktuelle Ladezustand der Batterie unterhalb des definierten Grenzwertes liegt ($SOC < SOC_{max}$). Ab dem Erreichen bzw. Überschreiten dieses Grenzwerts ($SOC \geq SOC_{max}$) ist kein weiteres Laden des Akkumulatorsystems möglich ($P_{AS_{ein}} = 0, P_{AS_{aus}} = 0$). Der Entladevorgang ($P_{AS_{ein}} = 0, P_{AS_{aus}} > 0$) erfolgt unter den Bedingungen, dass die aktuelle Windparkleistung kleiner ist als die Fahrplanleistung ($P_{WP} < P_{FP}$) und der aktuelle Ladezustand oberhalb des definierten unteren Grenzwertes liegt ($SOC > SOC_{min}$). Ein weiteres Entladen wird unterbunden ($P_{AS_{ein}} = 0, P_{AS_{aus}} = 0$), sobald der Ladezustand den unteren Grenzwert erreicht bzw. überschritten hat ($SOC \leq SOC_{min}$).

Eine weitere Leistungskonditionierung findet am Knotenpunkt statt. Die maximale Systemleistung $P_{sys_{max}}$ ist hier definiert, sodass, wie schon bei der Definition von P_{FP} in Gleichung (4.5), die installierte Leistung des Windparks nicht überschritten wird. Es gilt somit:

$$P_{sys_{max}} = P_{inst} \quad (4.10)$$

Eine Berücksichtigung von energetischen Verlusten, die durch den Einsatz der an dieser Stelle eingesetzten Leistungselektronik bedingt sind, ist im Modell nicht vorgesehen. Der

ermittelte Output P_{SYS} dient dann als Eingangsparameter bei der Bilanzierung, zur Bestimmung von Ausgleichsenergiemengen.

4.2.5. Bilanzierung und Betriebsergebnis

Mit der Bilanzierungskomponente wird die Ausgleichsenergieberechnung am Zählpunkt (Netzanschlusspunkt) des Systems modelliert. Dabei bilden die Fahrplanleistung P_{FP} und die Leistung des Systems aus Windpark und Akkumulator P_{SYS} die Inputparameter dieses Moduls. Die vom Versorgungsnetz bereitzustellende Ausgleichsleistung $P_{AESaldo}$ ergibt sich dann aus dem in der Gleichung (4.11) dargestellten Zusammenhang.

$$P_{AESaldo} = P_{FP} - P_{SYS} \quad (4.11)$$

Der Zusammenhang impliziert eine positive Ausgleichsleistung als eine vom Versorgungsnetz bereitzustellende Leistung und somit eine Unterdeckung des Bilanzkreises. Eine negative Ausgleichsleistung führt zu einer Überdeckung des Bilanzkreises, so dass zusätzliche Leistung vom Versorgungsnetz aufgenommen wird.

Um im Rahmen dieser Untersuchung jedoch eine Aussage darüber treffen zu können, inwieweit sich die Parametervariation des Akkumulatorsystems auf die Fahrplantreue, also die Höhe bzw. die benötigte Ausgleichsenergie insgesamt auswirkt, ist eine saldierte Betrachtung nicht zielführend. Daher ergibt sich die Ausgleichsleistung P_{AE} im Rahmen des Modells als Absolutwert der in der Gleichung (4.11) beschriebenen Differenz.

$$P_{AE} = |P_{FP} - P_{SYS}| \quad (4.12)$$

Ebenfalls werden in diesem Modul die aus der Bilanzierung sowie der Marktteilnahme resultierenden Kosten und Erlöse berechnet, um eine Aussage über das Betriebsergebnis, bei der Variation von Komponentenparametern treffen zu können. Dabei werden die entsprechenden Leistungen über den Zeitschritt mit dem zusammenhängenden Preis multipliziert und so der Umsatz berechnet. Die Einbringung der Ganglinie der Preise in das Simulationsmodell erfolgt wiederum über den Standardtype 9 aus einer externen Textdatei. Die Datei enthält den Preisvektor der EPEX SPOT Day-Ahead Stundenauktion für das Kalenderjahr 2014 und somit 8.760 Einzelpreise PR_{EPEX} .

Der am Spotmarkt erzielte Erlös U_{EPEX} ergibt sich für den Simulationsschritt von einer Stunde ($\Delta t = 1h$) aus dem folgenden Zusammenhang:

$$U_{EPEX} = P_{FP} \cdot \Delta t \cdot PR_{EPEX} \quad (4.13)$$

Über die Summierung der einzelnen stündlichen Umsätze über den Simulationszeitraum ergibt sich der mit der Marktteilnahme erzielte Jahreserlös G_{EPEX} .

$$G_{EPEX} = \sum_{i=1}^{8760} U_{EPEX_i} \quad (4.14)$$

Die Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten erfolgt vereinfacht, durch die Beaufschlagung des Spotmarktpreises um einen fixen Betrag. In Anlehnung an die im Abschnitt 2.3.2 erfolgten Marktbeobachtungen, wird im Modell ein fixer Preisaufschlag von 25 €/MWh zu Grunde gelegt. Für die Berechnung der stündlichen Ausgleichsenergieumsätze U_{AE} sowie der sich ergebenden jährlichen Bilanzierungskosten K_{AE} gilt:

$$U_{AE} = P_{AE} \cdot \Delta t \cdot (PR_{EPEX} + 25) \quad (4.15)$$

$$K_{AE} = \sum_{i=1}^{8760} U_{AE_i} \quad (4.16)$$

Um im Rahmen dieser Untersuchung eine Aussage darüber treffen zu können, ob sich die Investition in die Speicherkapazität im Vergleich zu den eingesparten Ausgleichsenergiekosten rentiert, sind bei der Berechnung des Betriebsergebnisses BE ²⁷ die annuitätischen Investitionskosten K_{AS_I} und Betriebskosten $K_{AS_{fix}}$ des Akkumulatorsystems berücksichtigt, so dass gilt:

$$BE = G_{EPEX} - K_{AE} - K_{AS_a} - K_{AS_{fix}} \quad (4.17)$$

Da es sich allgemein bei den Investitionskosten nicht um jahresbezogene Kosten handelt, werden diese mit Hilfe einer vereinfachten Annuitätsrechnung ermittelt. Im Rahmen dieses Modells werden zur Berechnung des notwendigen Annuitätsfaktors a , in Anlehnung an Stadler und Sterner (2014) folgende grundlegende Annahmen getroffen:

²⁷ Die Ermittlung des Betriebsergebnisses und der annuitätischen Investitionskosten findet dabei nicht innerhalb der Simulationssoftware statt.

- Nutzungszeitraum des Akkumulators in Jahren $t_{nutz} = 20$
- Kapitalzinssatz in Prozent pro Jahr $i = 10$
- Zeitabschnitt der Verzinsung in Jahren $z = 1$

Daraus ergibt sich der Wert für den Annuitätsfaktor nach Gleichung (4.18) zu $a = 0,1175$, der im Rahmen des Modells zur Ermittlung der annuitätischen Investitionskosten herangezogen wird.

$$a = \frac{i \cdot (1 + i)^{\left(\frac{t_{nutz}}{z}\right)}}{(1 + i)^{\left(\frac{t_{nutz}}{z}\right)} - 1} \quad (4.18)$$

Die jährlichen Betriebskosten werden vereinfacht aus den annuitätischen Investitionskosten abgeleitet. Sie werden in Anlehnung an Stadler und Sterner (2014) mit 2 % bzw. 4 % der annuitätischen Investitionskosten angenommen.

5. Simulation und Auswertung

Im Folgenden werden die Hauptkomponenten des Modells der Windpark, die Fahrplanprognose sowie das Akkumulatorsystem in Grundzügen validiert und ihre Verwendbarkeit eingeordnet. Anschließend werden verschiedene Simulationsszenarien vorgestellt die, die der Beantwortung der Fragestellung nach der Dimensionierung des Akkumulatorsystems unter den genannten Bedingungen dienen sollen. Im letzten Abschnitt werden die Simulationsergebnisse dargestellt und diskutiert.

5.1. Validierung der Komponenten

Windpark Der Windpark produziert eine Jahresenergiemenge von 68.694 MWh bei einer maximalen Leistung von 61,1 MW. Auf die einzelne WEA heruntergebrochen wird somit eine Energieproduktion von rund 2.642 MWh/a erreicht.

Dieser Wert kann über die Veröffentlichung von realen Betriebsergebnissen aus dem Jahr 2014 von in der gleichen Windzone befindlichen Anlagen – ähnlicher Bauart und Leistungsklasse – nachvollzogen werden. So weisen drei Anlagen mit einer jeweils installierten Leistung von 2,3 MW und einer Nabenhöhe von 100 m des Windenergieprojekts Gehrden II gem. den Betreiberangaben der Windwärts Energie GmbH (2014) eine Jahresenergieproduktion im Jahr 2014 von 2.310 MWh bis 2.498 MWh auf. Unter der Berücksichtigung der modellseitigen Vernachlässigung von Abschattungen sowie Anlagenverfügbarkeiten, der leicht größeren Nabenhöhe und Nennleistung der modellierten WEA, kann somit von einem plausiblen Ergebnis für die Jahresenergieproduktion ausgegangen werden. Zudem sind die sich im Modell ergebenden Vollastbenutzungsstunden als realitätsnah zu bewerten.

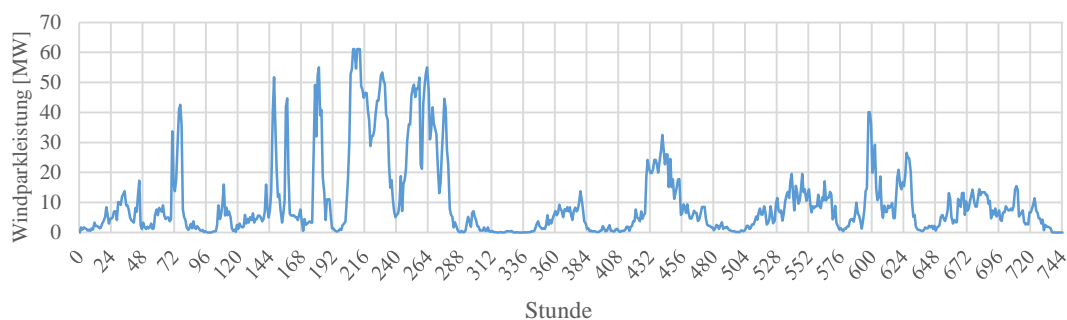


Abbildung 22: Ausgangsleistung des modellierten Windparks im Zeitverlauf

Ebenso erscheint der Verlauf der Ausgangsleistung des modellierten Windparks plausibel. Wie in Abbildung 22 auszugsweise für einen Monat dargestellt, verläuft der Lastgang, für WEA typisch, sehr volatil und fluktuierend. Auch wird die Nennleistung des Windparks nur in wenigen Stunden des Monats erreicht.

Fahrplanprognose Hinsichtlich der Validierung der Modellierung der Fahrplanprognose, ist der Abgleich mit realen Daten nur eingeschränkt möglich. Daher wird die Einordnung der Verwendbarkeit an dieser Stelle auf einen Abgleich der Simulationsergebnisse mit den auf den Erkenntnissen aus Abschnitt 3.1.3 fußenden Erwartungen abgestellt.

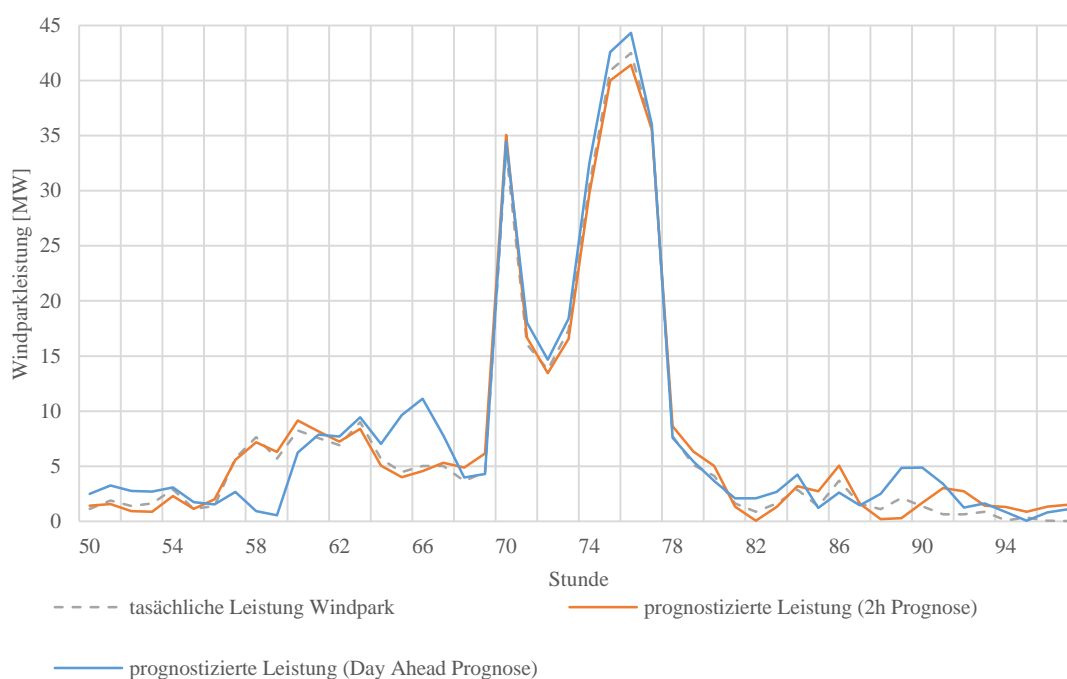


Abbildung 23: Prognostizierte Windparkleistung (Fahrplan) des modellierten Windparks im Zeitverlauf

Abbildung 23 zeigt auszugsweise den Verlauf von Fahrplanleistung und der tatsächlichen Windparkleistung im Zeitverlauf. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die modellierte Day-Ahead-Prognose häufiger und betragsmäßig höher von der tatsächlichen Windparkleistung abweicht, als die der Prognose mit dem zweistündigen Horizont, was gem. den Erkenntnissen aus Abschnitt 3.1.3 zutreffend ist. Dabei liegen sowohl positive, als auch negative Prognosefehler vor. Modellierungsbedingt treten jedoch vorrangig Höhenfehler auf. Zeitfehler, wie in der Abbildung 23 aus dem Verhältnis der 2h-Prognose zur tatsächlichen Windparkleistung im Zeitraum von Stunde 88 - 94 ansatzweise zu erkennen, dürften im realen Verlauf häufig auftreten. Die aus den Prognoseleistungen über den Simulationszeitraum ergebenden Energiemengen liegen, unabhängig vom modellierten

Prognosehorizont, oberhalb der tatsächlichen Windenergieeinspeisung. Somit ist auch die häufigere Überschätzung der tatsächlichen Einspeisung durch die Windleistungsprognose (positive Prognosefehler treten häufiger auf) im Modell abgebildet. Unter der Berücksichtigung der getroffenen Einschränkungen ist das Modell in Bezug auf die Komponente der Fahrplanprognose als valide einzustufen.

Akkumulatorsystem Auch die Validierung des Akkumulatorsystems und der Regelung kann nicht anhand realer Betriebsdaten erfolgen. Dementsprechend wird die Validierung an dieser Stelle durch den Abgleich der Simulationsergebnisse mit den auf Basis von getroffenen Parametervorgaben bestehenden Erwartungen sowie der Betrachtung einer Energiebilanz am Speicher vorgenommen.

Die Betrachtung des Verlaufs des SOC zeigt, dass Leistungsaufnahme und Abgabe des Akkumulatorsystems, innerhalb der getroffenen Einschränkungen des Modells, grundsätzlich korrekt simuliert wird. Wie in Abbildung dargestellt, verläuft der SOC, generell sehr volatil und zeigt, dass i.d.R. keine vollen Lade- und Entladezyklen vorliegen, sondern das häufig Teilentladung bzw. –beladung vorliegen. Dieses Verhalten kann mit dem Verlauf des Prognosefehlers begründet werden.

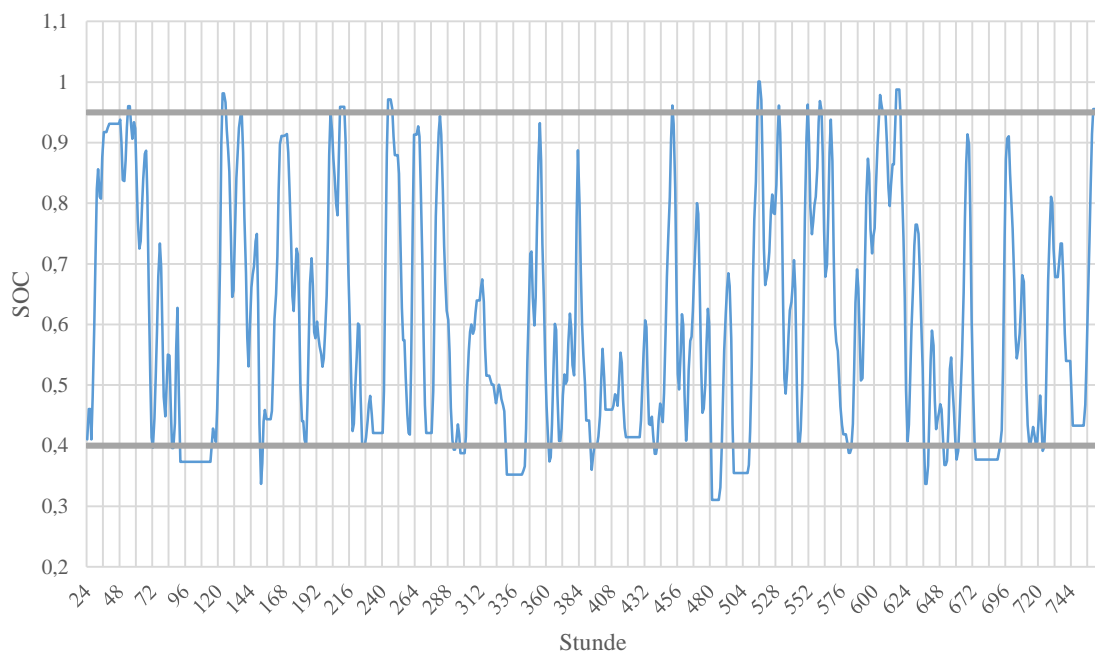


Abbildung 24: SOC eines simulierten Akkumulatorsystems im Zeitverlauf

Die Abbildung 24 zeigt das Simulationsergebnis für ein Akkumulatorsystem, mit den Grenzwerten für den Lade- und Entladevorgang. Dabei ist zu sehen, dass, bedingt durch die

modellierte Grenzwertüberprüfung zu Beginn eines Simulationsschrittes, nach dem Simulationsschritt Ladezustände außerhalb des definierten Grenzwertbereiches resultieren können. Dadurch können in der Simulation ungewollte bzw. unrealistische Betriebszustände ($SOC < 0$, $SOC > 1$) erreicht werden, aber auch ungewollte daraus Tiefenentladungen und unvorhergesehene Leistungsaufnahmen bzw. Leistungsabgaben des Akkumulatorsystems resultieren. Um diese Situationen im Rahmen der Simulation möglichst zu vermeiden, müssen die Grenzwerte entsprechend hoch (SOC-Grenze beim Entladen) bzw. niedrig angesetzt werden.²⁸

Die systematische Funktionsfähigkeit des modellierten Akkumulatorsystems kann anhand einer Jahresenergiebilanz nachvollzogen werden. Abbildung 25 zeigt die Jahresenergiebilanz eines Akkumulatorsystems mit einer installierten Kapazität von 10 MWh, einem Wirkungsgrad von 90% und zulässige Ladezuständen von 95% – 40%. Es wurden zum Ausgleich des Prognosefehlers einer Prognose mit zweistündigem Horizont genutzt. Unter der Berücksichtigung des Energieinhalts des Akkumulators zum Auswertungszeitpunkt ergibt sich eine ausgeglichene Energiebilanz. Bedingt durch die Verluste des Akkumulators ist somit auch die mit dem Gesamtsystem bereitstellbare Energiemenge, im Vergleich zu der bei einer alleinigen Bereitstellung durch den Windpark, geringer.

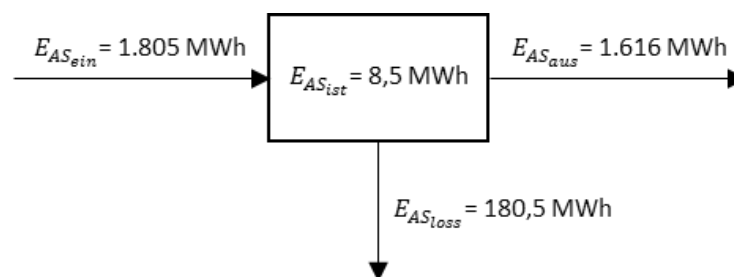


Abbildung 25: Jahresenergiebilanz eines simulierten Akkumulatorsystems

Die systematische Funktionsfähigkeit des modellierten Akkumulatorsystems kann unter diesen Gesichtspunkten als erfüllt angesehen werden. Jedoch ist davon auszugehen, dass vorrangig durch die vorgenommenen Vereinfachungen bei der Modellierung des BMS, wie z.B. der Vernachlässigung zulässiger Ein- und Ausspeisleistung bei bestimmten

²⁸ Bedingt durch den Simulationsschritt von einer Stunde muss die E/P-Ratio mindestens den Wert 1 aufweisen. Abweichende Simulationsergebnisse hinsichtlich der maximalen Speicherleistung werden im Abschnitt 5.2 auf das Minimalverhältnis angepasst durch Kursivdruck gekennzeichnet.

Betriebszuständen, aber auch der Vernachlässigung von weiteren Verlusten, z.B. am Wechselrichtersystem, die im Rahmen dieser Arbeit simulierten Akkumulatorsysteme höhere Energieumsätze aufweisen, als dies unter realen Umständen zu erwarten wäre.

5.2. Simulationsszenarien und Bewertungskriterien

Im Sinne einer Beantwortung der gegebenen Fragestellung anhand des erstellten Modells, wurden verschiedene Simulationsszenarien definiert, die die unterschiedlichen Aspekte der Dimensionierung des Akkumulatorsystems beleuchten. Anhand eines Referenzszenarios, welches den speicherlosen Betrieb impliziert, werden die Auswirkungen der Variation der Speicherkapazität, im Sinne der maximal speicherbaren Energiemenge des Akkumulatorsystems, auf die Fahrplantreue des Systems, im Sinne einer Minimierung der benötigten Ausgleichsenergiemenge, aufgezeigt werden. Des Weiteren wird die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes der Akkumulatorsysteme anhand der Betrachtung der resultierenden Betriebsergebnisse bewertet werden.

Da die Höhe und Auftrittshäufigkeit des Prognosefehlers stark von dem zugrundeliegenden Prognosehorizont abhängt und demzufolge auch die Anforderung an das Akkumulatorsystem, bezüglich des Ausgleichs der aus den Fehlern resultierenden Energiemengen, mit dem zugrundeliegenden Prognosehorizont variiert, liegen den Simulationsszenarien zwei Fahrplanprognosen zugrunde. Diese stellen unterschiedliche Prognosehorizonte darstellen. So wurden alle im Folgenden beschriebenen Szenarien für einen Fahrplan simuliert, der auf den Annahmen einer Day-Ahead-Prognose basiert, als auch für einen Fahrplan, der aus einem zweistündigen Prognosehorizont resultiert. Die auf die installierte Leistung normierten Kennwerte der verwendeten Prognosezeitreihen bzw. des Prognosefehlers sind in der nachfolgenden Tabelle 4 dargestellt.

Kennwert	Prognosehorizont	
	2-Stunden	Day Ahead (DA)
RMSE	1,97	3,21
Max. positiver Fehler	8,00	19,0
Max. negativer Fehler	-8,50	-15,5
Max. positive stündliche Fehlerdifferenz	-3,0 / 3,0	-7,0 / 8,0

Tabelle 4: Kennwerte der in den Simulationsszenarien zugrundeliegenden Zeitreihen des Prognosefehlers - in % der installierten Leistung

Es ergeben sich somit zwei Referenzszenarien, die dem Vergleich dienen, das 2h-Szenario sowie das DA-Szenario. Die sich aus der Simulation mit den im Abschnitt 4.2 definierten, nicht variablen Parametereinstellungen und über den Simulationszeitraum von 8.760 Stunden ergebenden Ergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Ergebnisse	Referenzszenario	
	2-Stunden	Day Ahead (DA)
Eingespeiste Energiemenge [MWh]	68.694	68.694
Energiemenge des Fahrplans [MWh]	70.699	74.412
Benötigte Ausgleichsenergiemenge (Saldo) [MWh]	2.005	5.718
Benötigte Ausgleichsenergiemenge (Absolut) [MWh]	6.616	9.548
<hr/>		
Erlöse am Energiemarkt [€]	1.846.441	1.966.800
Kosten für Ausgleichsenergie [€]	377.587	544.786
Betriebsergebnis [€]	1.468.854	1.422.014

Tabelle 5: Simulationsergebnis für die Referenzszenarien (ohne Akkumulatorsystem)

Neben der reinen Variation der speicherbaren Energiemenge des Akkumulatorsystems, wurden zwei unterschiedliche Parameterdefinitionen für das simulierte Akkumulatorsystem zugrunde gelegt. Damit sollen die im Abschnitt 3.2.4 gezeigten unterschiedlichen Grundeigenschaften verschiedener Akkumulatorsysteme Berücksichtigung finden und gleichzeitig Hinweise auf den Einfluss dieser Eigenschaften bei der Dimensionierung geben. In diesem Zusammenhang wurden die variablen Parameter des modellierten Speichers und des BMS mit den Eigenschaften eines Blei-Säure-Akkumulatorsystems (BLSS) sowie eines Vanadium-Redox-Flow-Systems belegt. Die resultierenden bei der Simulation verwendeten Parameter sind in Tabelle 6 dargestellt. Während das BLSS vergleichsweise über eine geringe nutzbare Speicherkapazität verfügt, liegt der Fokus bei dem VRFS auf dem vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad.

Parameterbeschreibung	BLSS	VRFS
Untere Grenze beim Entladevorgang (SOC_{min})	0,35	0,15
Obere Grenze beim Ladevorgang (SOC_{max})	0,95	0,95
Wirkungsgrad η_{AS}	0,90	0,75

Tabelle 6: Parameterdefinition bei der Simulation unterschiedlicher Speichertypen

Für die beiden Speichertypen werden im Rahmen der Simulation auch unterschiedliche Investitions- und somit auch Betriebskosten berücksichtigt. Die spezifischen Investitionskosten wurden nach Völler (2009) für das VRFS und in Anlehnung an Carnegie et al. (2013) für das BLSS angenommen. Aufgrund der beim VRFS benötigten Peripheriekomponenten, werden bei diesem Akkumulatortyp vergleichsweise höhere jährliche Betriebskosten angesetzt. Die jährlichen Investitionskosten ergeben sich durch die Multiplikation der spezifischen Investitionskosten mit der zugrundeliegenden Kapazität des Akkumulatorsystems und dem im Abschnitt 4.2.5 definierten Annuitätsfaktor. Tabelle 7 zeigt zusammenfassend die für die Simulation angenommenen ökonomischen Parameter der beiden Typen.

Parameterbeschreibung	BLSS	VRFS
spezifische Investitionskosten [€/kWh]	425	263
Annuitätsfaktor	0,1175	0,1175
jährliche Betriebskosten [% der jährlichen annuitätischen Investitionskosten]	2,0	4,0

Tabelle 7: Ökonomische Parameter bei der Simulation unterschiedlicher Speichertypen

Für jeden dieser Speichertypen wurden jeweils zwei Szenarien, in Abhängigkeit des Prognosefehlers definiert – das 2h-BLSS-Szenario, das 2h-VRFS-Szenario sowie das DA-BLSS-Szenario und das DA-VRFS-Szenario. Innerhalb dieser Szenarien wurde der im Abschnitt 4.2.3 beschriebene Parameter der maximalen Speicherkapazität $E_{AS_{max}}$ des Akkumulatorsystems variiert. Dafür wurden, unter Bezugnahme auf nach dem aktuellen Stand der Technik realisierbaren Speicherkapazitäten, Akkumulatorkapazitäten in der Bandbreite von 3 MWh bis 30 MWh in sechs Schritten gesteigert. Bezogen auf die maximale stündliche Energieproduktion des Windparks wurde somit ein Bereich von 5% bis rund 50% abgedeckt.

5.3. Diskussion der Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationsläufe dargestellt und unter Bezug auf die Referenzszenarien diskutiert. Dabei wird zunächst auf die energiemengenbezogenen Simulationsergebnisse eingegangen, anschließend werden die ökonomischen Resultate beleuchtet.

Aus allen vier simulierten Szenarien resultiert, dass die Akkumulatorsysteme mit den betrachteten Speicherkapazitäten zu einer Reduzierung der insgesamt benötigten Ausgleichsenergiemenge beitragen. Somit kann durch den Einsatz eines Akkumulatorsystems eine Optimierung der Fahrplanteue des Windparks erreicht werden kann. Die auf die benötigten Ausgleichsenergiemengen der Referenzszenarien bezogenen Einsparungen von Ausgleichsenergie durch den Einsatz des Akkumulators (Einsparverhältnis), erreichen dabei Werte von maximal 38 % für die Day-Ahead Prognose bzw. 65% im Fall der 2h-Prognose. Die nachfolgende Tabelle 8 zeigt unterteilt nach den Simulationsszenarien und den Speicherkapazitäten die vom Gesamtsystem zur Fahrplannerfüllung noch absolut benötigte Ausgleichsenergie (AE) sowie, neben dem zuvor angesprochen Einsparverhältnis, die E/P-Ratio, wobei dieser die aus der Simulation resultierende maximale Speicherleistung zu Grunde liegt.

Speicherkapazität [MWh]		3	6	12	18	24	30
		Simulationsszenario/ Ergebnis					
2h-BLSS	Benötigte AE [MWh]	4.484	3.663	2.913	2.562	2.369	2.283
	Einsparverhältnis [%]	32%	45%	56%	61%	64%	65%
	E/P-Ratio	1,00	1,79	3,28	4,90	5,42	6,77
2h-VRFS	Benötigte AE [MWh]	4.462	3.353	2.789	2.622	2.592	2.589
	Einsparverhältnis [%]	33%	49%	58%	60%	61%	61%
	E/P-Ratio	1,00	1,59	2,71	4,06	5,42	6,77
DA-BLSS	Benötigte AE [MWh]	7.601	6.812	6.262	6.035	5.947	5.916
	Einsparverhältnis [%]	20%	29%	34%	37%	38%	38%
	E/P-Ratio	1,00	1,18	1,79	2,18	2,91	3,64
DA-VRFS	Benötigte AE [MWh]	7.566	6.720	6.399	6.244	6.202	6.201
	Einsparverhältnis [%]	21%	30%	33%	35%	35%	35%
	E/P-Ratio	1,00	1,00	1,69	2,41	2,91	3,64

Tabelle 8: Benötigte Ausgleichsenergiemengen E/P-Ratio der simulierten Systeme im Verhältnis zu den Referenzszenarien

Die Ergebnisse zeigen, dass mit der Erhöhung der Speicherkapazität die vom System benötigte Ausgleichsenergiemenge sinkt. Eine vollständige Vermeidung der Ausgleichsenergieinanspruchnahme kann jedoch nicht erreicht werden. Dies ist zum einen darin begründet, dass die Prognose häufiger positive Fehler aufweist und somit im Saldo grundsätzlich eine Mindermenge besteht, die durch den zusätzlich verlustbehafteten Akkumulator nicht bereitgestellt werden kann. Zum anderen existieren Betriebszustände, bei denen das Akkumulatorsystem Lasten aufgrund seines Ladezustandes nicht abfahren kann. Wie in Abbildung 26 gezeigt kommt es bei einer stetigen Erhöhung der Akkumulatorkapazität zu einer asymptotischen Annäherung an ein maximales Einsparverhältnis.

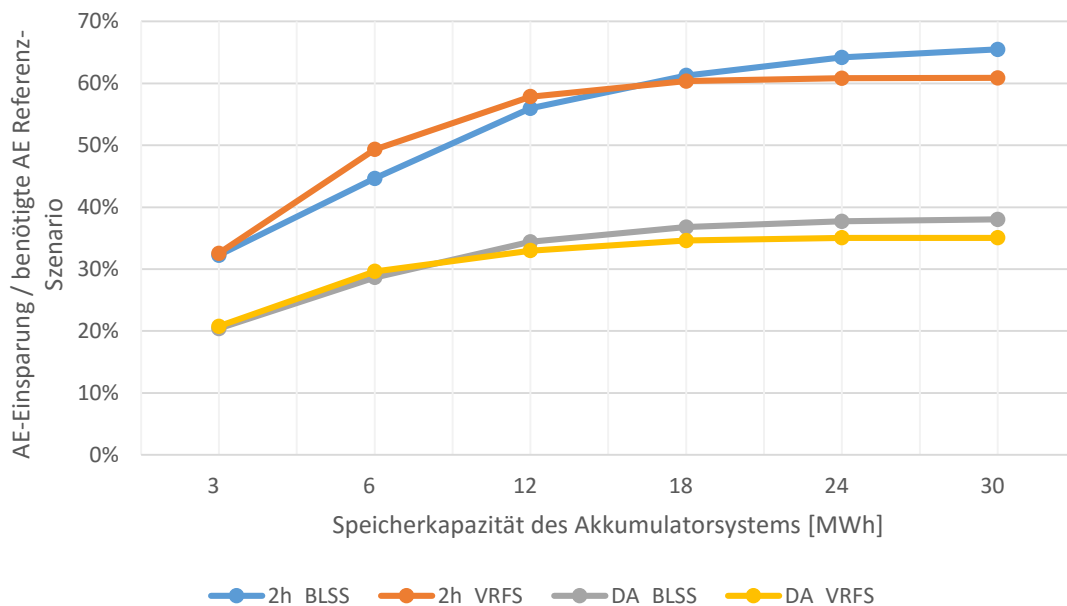


Abbildung 26: Zusammenhang von eingesparter Ausgleichsenergie und Akkumulatorkapazität

Somit ist im Zusammenhang mit dem gezeigten nicht linearen Verhältnisses eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität ab einem gewissen Punkt nicht weiter zielführend, sodass keine weitere nennenswerte Optimierung der Fahrplanteue erfolgen kann. Die Betrachtung der E/P-Ratio bzw. der zugrundeliegenden Maximalleistung des Akkumulatorsystems zeigt, dass auch hier ein Maximalwert erreicht wird. Im Falle der 2h-Szenarien liegt die maximale Leistung des Akkumulatorsystems mit 4,43 MW bei rund 85 % des maximalen Prognosefehlers der zugrundeliegenden 2h-Prognose. In den Day-Ahead-Szenarien entspricht das Leistungsmaximum von 8,25 MW, rund 71 % des maximalen Prognosefehlers. Es ist davon auszugehen, dass, bedingt durch den Verlauf des Prognosefehlers, zu den Zeitpunkten des Auftretens der maximalen Fehlerleistung, das

Abfahren dieser, aufgrund des Ladezustandes des Akkumulators, nicht möglich ist. Somit würde eine Leistungsdimensionierung des Akkumulatorsystems anhand des maximalen Prognosefehlers zu einer Überdimensionierung führen. Als Anhaltspunkt bei der Leistungsdimensionierung zeigt er sich jedoch als geeignet.

Der Vergleich der Speichertypen zeigt, dass das VRFS höhere Einsparverhältnisse in den unteren Kapazitätsvarianten aufweist, was mit der vergleichsweise höheren nutzbaren Kapazität begründet werden kann. Abbildung 26 zeigt jedoch auch, dass mit höheren speicherbaren Energiemengen des Akkumulatorsystems und beim Erreichen der maximalen Leistung, der schlechtere Wirkungsgrad des VRFS an Bedeutung gewinnt und somit das BLSS höhere Einsparverhältnisse erzielen kann. Aus den Simulationsergebnissen kann abgeleitet werden, dass sich im Rahmen der 2h-Szenarios grundsätzlich eine Dimensionierung der Akkumulatorsystemleistung zu 85 % des maximalen Prognosefehlers (2h-Prognose) und einer E/P-Ratio von 4 empfiehlt. Für die DA-Szenarien resultiert eine Leistungsdimensionierung von rund 70 % des maximalen Prognosefehlers bei einer E/P-Ratio von 2,3. Dieses Verhältnis steigt somit bei sinkendem Prognosehorizont an. Anhand der Dimension der E/P-Ratio wird deutlich, dass ein Akkumulatorsystem, das zu Optimierung der Fahrplantreue eingesetzt wird, als Energie- und Kurzzeitspeicher zu klassifizieren ist.

Die Betrachtung der durch den Akkumulatoreinsatz eingesparten Ausgleichsenergiekosten zeigt, dass mit größeren Speicherkapazitäten, die Ausgleichsenergiekosten des Systems absinken. Im Zusammenhang mit dem beschriebenen maximalen Einsparverhältnis der Ausgleichsenergiemengen, weisen auch die eingesparten Kosten, ab einer gewissen Speicherkapazität einen stagnierenden Verlauf auf. Die sich ergebenden Verhältnisse sind somit an die Mengenverhältnisse angelehnt. Dies ist im Rahmen der Simulation auf die unterstellte Linearität des Ausgleichsenergiepreises zurückzuführen und könnte im realen Verlauf, durch die Existenz positiver und negativer Ausgleichsenergiepreise und deren betragsmäßige Spannweite und Fluktuation, abweichend ausfallen.

Die Betrachtung der erzielten Betriebsergebnisse (BE) verdeutlicht, dass in allen vier Szenarien, trotz der erfolgten Kostenreduktion für die Ausgleichsenergie, der Vergleich zu den jeweiligen Referenzszenarien grundsätzlich negativ ausfällt. Die mit der Kapazität

ansteigenden Speicherkosten führen zu einer stetigen Reduzierung des jeweiligen Betriebsergebnisses.

Speicherkapazität [MWh]		3	6	12	18	24	30
Simulationsszenario/ Ergebnis							
2h-BLSS	Ausgleichsenergiekosten [T €]	256	210	168	148	137	132
	annuitätische Investitionskosten [T €]	150	300	599	899	1.199	1.498
	Betriebskosten [T €]	3	6	12	18	24	30
	BE [T €]	1.437	1.331	1.067	782	487	186
	Diff. zum Referenz-BE [T €]	-32	-138	-402	-687	-982	-1.283
2h-VRFS	Ausgleichsenergiekosten [T €]	248	192	161	151	149	149
	annuitätische Investitionskosten [T €]	93	185	371	556	742	927
	Betriebskosten [T €]	5	9	19	28	37	46
	BE [T €]	1.501	1.459	1.296	1.111	918	724
	Diff. zum Referenz-BE [T €]	33	-9	-173	-358	-550	-745
DA-BLSS	Ausgleichsenergiekosten [T €]	435	390	360	347	343	343
	annuitätische Investitionskosten [T €]	150	300	599	899	1.199	1.498
	Betriebskosten [T €]	3	6	12	18	24	30
	BE [T €]	1.379	1.271	996	703	402	96
	Diff. zum Referenz-BE [T €]	-43	-151	-426	-719	-1.020	-1.326
DA-VRFS	Ausgleichsenergiekosten [T €]	387	384	366	366	366	357
	annuitätische Investitionskosten [T €]	93	185	371	556	742	927
	Betriebskosten [T €]	5	9	19	28	37	46
	BE [T €]	1.482	1.388	1.211	1.017	822	636
	Diff. zum Referenz-BE [T €]	60	-34	-211	-405	-600	-786

Tabelle 9: Ausgleichsenergiekosten und Betriebsergebnisse der simulierten Systeme

Wie in Tabelle 9 dargestellt, liegen die annuitätischen Investitionskosten und die Betriebskosten der Akkumulatorsysteme oberhalb der eingesparten

Ausgleichsenergiekosten, woraus im Vergleich zu den jeweiligen Referenzszenarien, Fehlbeträge resultieren.²⁹ An dieser Stelle ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich der Speicherkosten kaum Senkungspotentiale bestehen. Die im Rahmen der Simulation angesetzten Investitionskosten basieren auf dem aktuellen Stand der Technik. Auch der zur Berechnung des Annuitätsfaktors verwendete Zinssatz wurde branchenüblich gewählt. Eine durchaus realistische Verkürzung des zugrundeliegenden Abschreibungszeitraumes, im Sinne der Minimierung der Lebensdauererwartung des Akkumulatorsystems, würde die annuitätischen Speicherkosten weiter erhöhen.

Der Vergleich der simulierten Akkumulatortypen verdeutlicht den großen Einfluss der Speicherkosten auf das BE. Aufgrund der niedrigeren spezifischen Investitionskosten können mit dem VRFS vergleichsweise bessere Betriebsergebnisse erzielt werden. Dabei liegt das BE des VRFS im Maximum rund 550 T€ über dem BE des BLSS. Unter den gegebenen Simulationsbedingungen wäre die Integration eines VRFS zu bevorzugen. Dieses System kann zwar wirkungsgradbedingt vergleichsweise etwas weniger Ausgleichsenergie einsparen, jedoch erfolgt die Einsparung mit einem deutlich höheren bzw. positiveren BE. Zusammenfassend kann aus den Simulationsergebnissen abgeleitet werden, dass das BESS in Bezug auf die Ausgleichsenergieeinsparung effektiver arbeitet, unter Berücksichtigung der dabei entstehenden Kosten, jedoch die Konfiguration des VRFS effizienter operiert.

Letztendlich arbeiten beide Systemtypen in den verschiedenen Szenarien zu keinem Zeitpunkt wirtschaftlich. Vor allem im Bereich der zuvor genannten energetisch optimalen Dimensionen des Akkumulatorsystems ist die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes, gemessen an den zu erreichenden BE, nicht gegeben. Unter Berücksichtigung der bei der Modellbildung getroffenen Annahmen, wie z.B. der Vernachlässigung von Verlusten des Wechselrichtersystems, sowie der vorgenommenen Vereinfachungen, wie z.B. der Vernachlässigung von ladezustandsabhängigen Maximalleistungen und des BMS, ist davon auszugehen, dass die Ausgleichsenergieeinsparungen in der Realität unterhalb der simulierten Werte liegen würden, während gleichzeitig höhere Kosten für Installation und Betrieb des Speichers zu erwarten wären.

²⁹ Bei den einzelnen im Vergleich positiven BE lagen nicht plausible Simulationsergebnisse hinsichtlich der Akkumulatorleistung vor (vgl. Abschnitt 5.1). Diese werden daher nicht bewertet.

6. Fazit und Ausblick

Im Rahmen des aktuellen Strommarktdesigns bildet das möglichst exakte Abfahren des prognostizierten Fahrplans durch elektrischen Anlagen eine tragende Säule für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Gesamtsystems. Aus dem weiter ansteigenden Ausbau fluktuierender und schlecht prognostizierbarer Stromerzeuger, wie der Windenergie, und der damit verbundenen Verdrängung steuerbarer Stromerzeuger resultiert eine zunehmende Gefährdung dieses Systems. Neben der Bedrohung der Versorgungssicherheit führen die Fahrplanabweichungen, im Zuge der Bilanzierung, zu einer negativen Belastung des Vermarktungsergebnisses des Anlagenbetreibers. Somit besteht sowohl aus systemtechnischen, als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine mit dem weiteren Ausbau der Windenergie zunehmende Notwendigkeit einer Stabilisierung des Erzeugungsverhaltens zu erreichen. Vor dem Hintergrund der im Rahmen der Arbeit gezeigten Komplexität der Windleistungsprognose und der damit verbundenen Limitierung der Prognosegüte, kann eine weiterreichende Angleichung des Erzeugungsverhaltens an den prognostizierten Fahrplan auf dezentraler Ebene durch den Einsatz eines Energiespeichers erfolgen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde weiter gezeigt, dass ein windparkintegriertes Akkumulatorsystem, auf Basis aktuell verfügbarer Technologie, zu einer deutlichen Stabilisierung des Erzeugungsverhaltens in Bezug auf den prognostizierten Fahrplan beitragen kann. Durch die Reduktion der benötigten Ausgleichsenergiemenge, kann die Fahrplantreue des Windparks gesteigert werden. In der erfolgten Simulation konnten Ausgleichsenergieeinsparpotentiale von über 50 % durch die Integration eines Akkumulatorsystems gezeigt werden. Somit kann durch das Akkumulatorsystem eine deutlich verbesserte Systemintegration des fluktuierenden Stromerzeugers auf dezentraler Ebene erreicht werden. Es wurde weiter aufgezeigt, dass die Dimensionierung des Akkumulatorsystems dabei in einer Relation zum Prognosehorizont und den daraus resultierenden Fehlergrößen erfolgen muss. Dabei bildet die zu erwartende Fehlerleistung grundsätzlich einen Anhaltspunkt bei der Festlegung der elektrischen Leistung des Akkumulatorsystems. Anhand der Simulationsergebnisse konnte auch gezeigt werden, dass ein Akkumulatorsystem, das zum Ausgleich der Fahrplanabweichungen genutzt wird, hinsichtlich der E/P-Ratio so dimensioniert werden sollte, dass es als Energie- und Kurzzeitspeicher klassifiziert werden kann. Eine detaillierte Dimensionierung des Akkumulatorsystems setzt dabei eine Festlegung auf einen Akkumulatortypen voraus.

Die im Rahmen der Arbeit erfolgte ökonomische Betrachtung der Integration eines Akkumulatorsystems in einen bestehenden Windpark zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit in Frage zu stellen ist. Es konnte gezeigt werden, dass zwar mit der Reduzierung der Ausgleichsenergiemenge auch eine Reduktion der Bilanzierungskosten erfolgt, jedoch die resultierenden Einsparungen vom betragsmäßig geringer sind, als die Speicherkosten des Akkumulatorsystems.

Die Integration von dezentralen Akkumulatorsystemen in Windparks trägt ein hohes Potential, durch die Verringerung von ungeplanten Abweichungen im Erzeugungsverhalten, einen wichtigen Beitrag im künftigen Energieversorgungssystem leisten zu können. Jedoch ist der ausschließliche Einsatz zur Reduzierung von Fahrplanabweichungen im aktuellen Marktumfeld für den Anlagenbetreiber nicht wirtschaftlich. Es resultiert daraus einerseits die Notwendigkeit durch weitere Forschung und Technologieentwicklung im Bereich der dezentralen elektrochemischen Energiespeichersysteme eine Kostenreduktion zu erzielen. Andererseits müssen auch auf politischer und regulatorischer Ebene Maßnahmen beschlossen werden, die die Integration dezentraler Energiespeicher fördern. Neben einer finanziellen Förderung über das EEG bzw. die EEG-Umlage, könnte der Zugang solcher Gesamtanlagen zum Regelenenergiemarkt oder einem neu geschaffenen Markt, wie dem diskutierten Kapazitätsmarkt, durch besondere Regelungen vereinfacht werden und auf diese Weise weitere Erlösmöglichkeiten – neben der Ausgleichsenergiekostenreduktion – eröffnet werden.

Anhang

Kennzahl und Einheit	Prognosehorizont		
	2 Stunden	4 Stunden	Day Ahead
RMSE in % der installierten Leistung	1,50	2,10	3,19
RMSE in % der mittleren Einspeisung	6,50	9,20	18,95
Max. positiver Fehler in % der installierten Leistung	7,04	8,20	19,01
Max. negativer Fehler in % der installierten Leistung	-7,30	-11,80	-15,95
Max. positive stündliche Fehlerdifferenz in % der installierten Leistung	$\leq 3,0$	$\leq 4,0$	8,1
Max. negative stündliche Fehlerdifferenz in % der installierten Leistung	$\leq -3,0$	$\leq -4,0$	-7,3

Tabelle A1: Kennzahlen der Prognosefehler für verschiedene Prognosehorizonte, eigene Darstellung, Daten von ÜNB-Daten, Roon (2011), Vennegeerts et al. (2007)

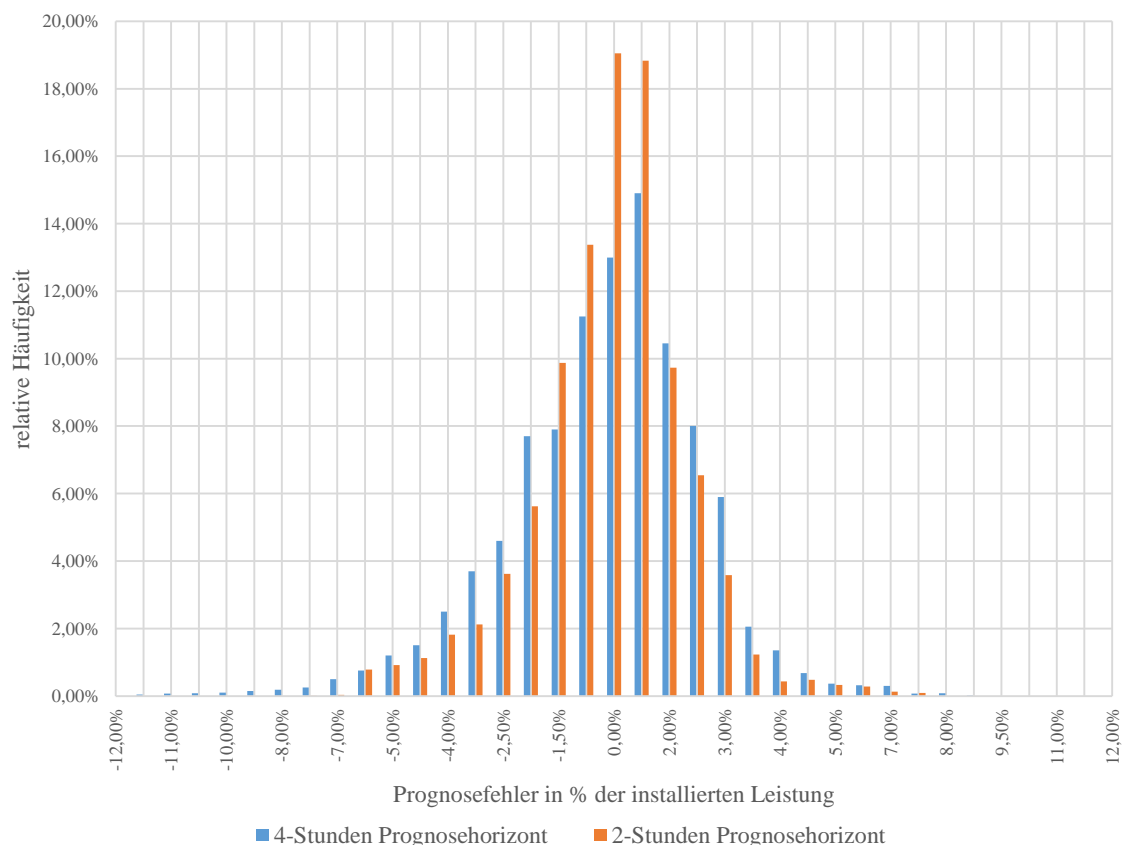


Abbildung A1: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler in Prozent der installierten Leistung für Prognosehorizonte von zwei und vier Stunden, eigene Darstellung, Datenrundlage von Roon (2011), Vennegeerts et al. (2007)

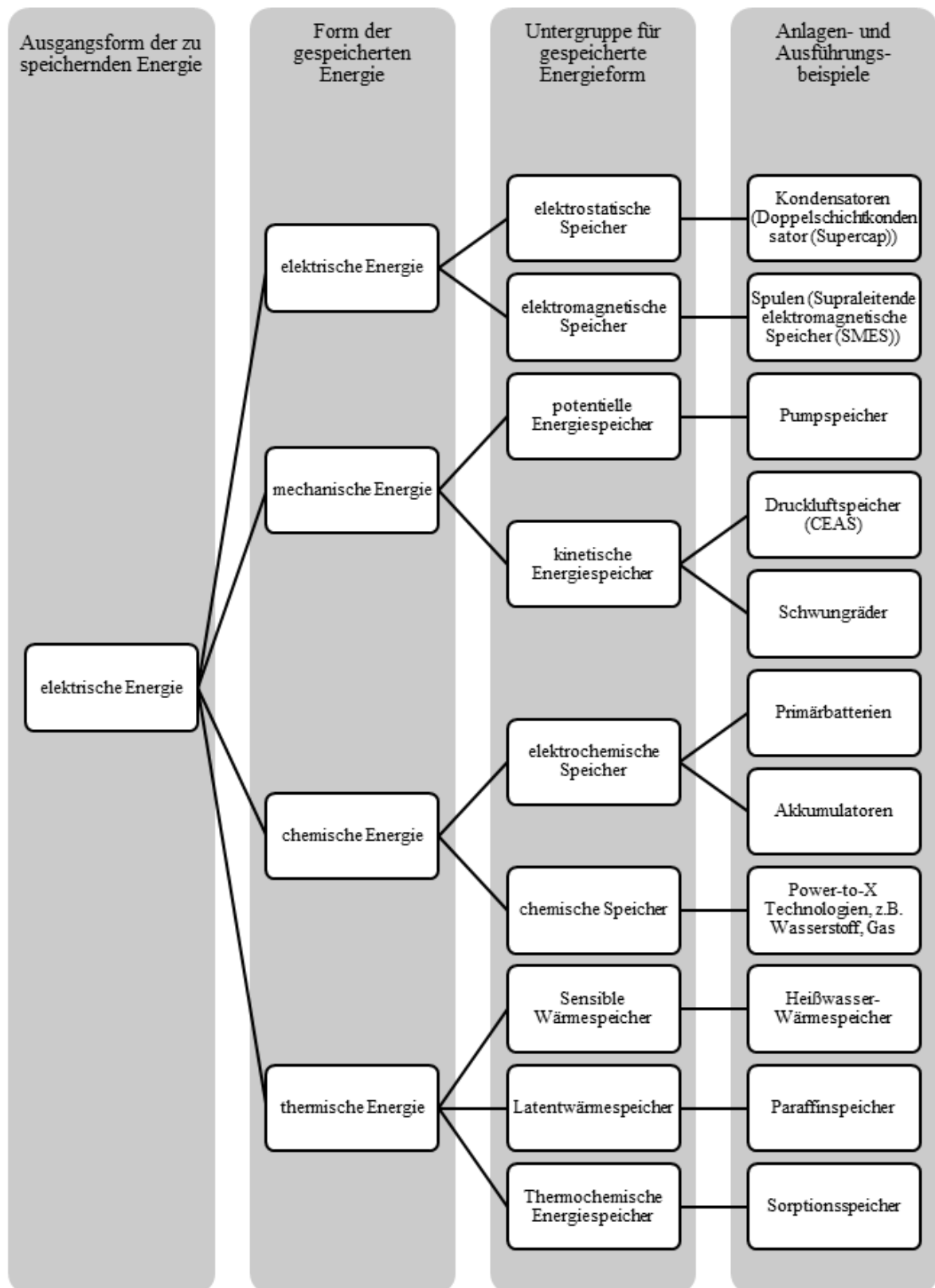


Abbildung A2: Übersicht zu Formen der elektrischen Energiespeicherung, deren Untergruppen und Anwendungen, eigene Darstellung in Anlehnung an Mahnke et al. (2014), Stadler und Sterner (2014), Völler (2009)

Literaturverzeichnis

50Hertz (2013): Kennzahlen Windenergie. Archiv. Eckdaten, Prognose, Hochrechnung. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>, zuletzt geprüft am 09.08.2015.

50Hertz (2014a): Kennzahlen Windenergie. Archiv. Eckdaten, Prognose, Hochrechnung. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>, zuletzt geprüft am 09.08.2015.

50Hertz (2014b): Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis - reBAP. im CSV-Format in EUR/MWh. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Bilanzkreisabrechnung>, zuletzt geprüft am 22.05.2015.

Amprion (2013): Windenergieeinspeisung. Winddaten (gültig ab 01.04.2008). Hg. v. Amprion GmbH. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 14.08.2015.

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE-Stat) (2015): Statistik, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik (AGEE-Stat). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Artipoli, G.; Durante, F. (2014): Physical Modeling in Wind Energy Forecasting. In: *DEWI MAGAZIN* (44), S. 10–14.

Balog, Robert S.; Davoudi, Ali (2013): Batteries, Battery Management, and Battery Charging Technology. In: Mehrdad Ehsani, Fei-Yue Wang und GaryL Brosch (Hg.): *Transportation Technologies for Sustainability*: Springer New York, S. 122-157.

BDEW (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Energie-Info. Unter Mitarbeit von Hildegard Müller. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, zuletzt geprüft am 09.03.2015.

- BDEW (2015): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren. Unter Mitarbeit von Hildegard Müller. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin.
- Berkhout, Volker; Faulstich, Stefan; Görg, Philip; Kühn, Paul; Linke, Katrin; Lyding, Philipp et al. (2013): Windenergie Report Deutschland 2012. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Berkhout, Volker; Faulstich, Stefan; Hahn, Berthold; Hirsch, Johanna; Linke, Katrin; Neuschäfer, Moritz et al. (2015): Windenergiereport Deutschland 2014. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Berschadsky, Andrej (2010): Portfolio- und Risikomanagement im europäischen Stromgroßhandel. Märkte, Produkte, Preisbildungsfaktoren, Risiken, Handels- und Risikostrategien. München: GRIN Verlag GmbH.
- Birke, Peter; Schiemann, Michael (2013): Akkumulatoren. Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft elektrochemischer Energiespeicher. München: Utz (Fachbuch).
- Bodach, Mirko (2006): Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen. Dissertationsschrift. TU Chemnitz, Chemnitz. Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik.
- Carnegie, Rachel; Gotham, Douglas; Nderitu, David; Preckel, Paul V. (2013): Utility Scale Energy Storage Systems. Benefits, Applications, and Technologies. Hg. v. State Utility Forecasting Group. Purdue University
- Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH. Hg. v. Consentec GmbH. Aachen.
- Dağaçan, Pia; Schulz, Sascha; Trockel, Simon (2014): Das neue EEG 2014. Aktuelle Änderungen für Wind-, Solar- und Biomasseanlagen. In: *EA.paper* (2).
- Dötsch, Christian; Kanngießner, Annedore; Wolf, Daniel (2009): Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. In: *uwf* 17 (4), S. 351–360. DOI: 10.1007/s00550-009-0150-3.
- Durán, Mario J.; Cros, Daniel; Riquelme, Jesus (2007): Short-Term Wind Power Forecast Based on ARX Models. In: *J. Energy Eng.* 133 (3), S. 172–180. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9402(2007)133:3(172).

- DWD (Hg.) (2014): Historische Messwerte - Stundenwerte - Wind. Messtation 3093 Lüchow. Deutscher Wetterdienst. Offenbach. Online verfügbar unter ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/.
- EEX (2015): Kontraktsspezifikation. Version 0044b. Unter Mitarbeit von Wolfgang von Rintelen. Hg. v. European Energy Exchange (EEX). Leipzig.
- Eilenberger, Simon; Braun, Martin (2012): Herausforderungen und Lösungen für das Verteilnetz von morgen. Stuttgarter Hochspannungssymposium. Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Stuttgart, 2012.
- Ender, C. (2015): Wind Energy Use in Germany - Status 31.12.2014. In: *DEWI MAGAZIN* (46), zuletzt geprüft am 29.03.2015.
- ENERCON (Hg.) (2015): Produktübersicht. ENERCON GmbH. Aurich.
- EPEX Spot SE (2015): EPEX SPOT Handelsbedingungen, zuletzt geprüft am 05.07.2015.
- Falkenberg, Doris; Weiß, Thomas; Nehls, Georg (2014): Vorhaben Ile - Stromerzeugung aus Windenergie. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß §65 EEG. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Leipziger Institut für Energie GmbH; Helmut Schmitdt Universität Hamburg; BioConsult. Hamburg.
- Felix, Oliver; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; König, Regina (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH.
- Foley, Aoife M.; Leahy, Paul G.; Marvuglia, Antonino; McKeogh, Eamon J. (2012): Current methods and advances in forecasting of wind power generation. In: *Renewable Energy* 37 (1), S. 1–8. DOI: 10.1016/j.renene.2011.05.033.
- Galloway, S.; Bell, G.; Burt, G.; McDonald, J.; Siewierski, T. (2006): Managing the risk of trading wind energy in a competitive market. In: *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.* 153 (1), S. 106. DOI: 10.1049/ip-gtd:20045165.
- Gawel, Erik; Lehmann, Paul (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014. In: *Wirtschaftsdienst* 94 (9), S. 651–658. DOI: 10.1007/s10273-014-1729-z.

- Gawel, Erik; Purkus, Alexandra (2013): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (1), S. 43–61. DOI: 10.1007/s12398-012-0097-x.
- Giebel, G. (2011): The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview, 2nd Edition. DELIVERABLE REPORT. Unter Mitarbeit von Richard Brownsword, George Kariniotakis, Michael Denhard und Caroline Draxl. Risø DTU, Wind Energy Division (V1.1).
- GNB Industrial Power (Hg.) (2012): Handbuch für stationäre Bleibatterien. Teil 1: Grundlagen, Konstruktion, Betriebsarten und Anwendungen. 6. Aufl.
- GNB Industrial Power (Hg.) (2015): Industriebatterien / Network Power. Restore 500. Broschüre.
- Graeber, Dietmar; Kleine, Andreas (2013): The combination of forecasts in the trading of electricity from renewable energy sources. In: *Journal of Business Economics* 83 (5), S. 409–435. DOI: 10.1007/s11573-013-0660-x.
- Graeber, Dietmar Richard (2014a): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Wiesbaden: Springer Gabler (Essentials).
- Graeber, Dietmar Richard (2014b): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien - Kombination von Prognosen. Dissertation Universität Hohenheim, 2013. Wiesbaden: Springer Gabler (Research).
- Hau, Erich (2014): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef (2010): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8., überarbeitete und aktualisierte Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden (Studium : Elektrotechnik).
- Jarass, L.; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried (2009): Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearb. Aufl. Berlin: Springer.
- Kabatzke, Wolfgang (2005): Vernetzung von Windenergieanlagen als Basis eines modernen Windparkmanagements. In: Peter Holleczeck und Birgit Vogel-Heuser (Hg.): Echtzeitaspekte bei der Koordinierung Autonomer Systeme. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag (Informatik aktuell), S. 55–64.

- Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias, Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Aachen.
- Klein; Duffie; Mitchell; Kummer; Thornton; Bradley et al. (2010): TRNSYS 17 Mathematical Reference. Volume 4. Hg. v. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. Online verfügbar unter <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- Klemusch, Markus (2006): Virtuelle Kraftwerke - ein sinnvoller Verbund von Kleinanlagen? 1. Aufl. München.
- Klobasa, Marian; Erge, Thhmoas; Wille-Haussmann, Bernhard (2009): Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Schlussbericht. Förderkennzeichen: 0327577. Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung; Fraunhofer-Institut für Solare Energieversorgung; Bundesministerium Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Karlsruhe, Freiburg.
- Klobasa, Marian; Ragwitz, Mario; Sensfuß, Frank; Rostankowski, Anke; Gerhardt, Normann; Holzhammer, Uwe et al. (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. In: *Working Paper Sustainability and Innovation* (1), zuletzt geprüft am 11.07.2015.
- Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (4), S. 249–260. DOI: 10.1007/s12398-013-0115-7.
- Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3., aktualisierte Auflage: Springer Vieweg.
- Kopp, Oliver; Eßer-Frey, Anke; Engelhorn, Thorsten (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (4), S. 243–255. DOI: 10.1007/s12398-012-0088-y.
- Korthauer, Reiner (Hg.) (2013): Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Berlin, Heidelberg: Imprint: Springer Vieweg.

- Kou, Peng; Gao, Feng; Guan, Xiaohong (2015): Stochastic predictive control of battery energy storage for wind farm dispatching: Using probabilistic wind power forecasts. In: *Renewable Energy* 80 (0), S. 286–300.
- Lange, Bernhard; Rohrig, Kurt; Dobschinski, Jan; Wessel, Arne; Saint-Drenan, Yves-Marie; Felder, Martin (2011): Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren. In: FVEE (Hg.): Transformationsforschung für ein nachhaltiges Energiesystem. Themen 2011. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2011. Berlin, S. 93–101.
- Lange, Matthias; Focken, Ulrich (2006): Physical approach to short-term wind power prediction. Berlin: Springer. Online verfügbar unter <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0663/2005931222-d.html>.
- Lei, Ma; Shiyang, Luan; Chuanwen, Jiang; Hongling, Liu; Yan, Zhang (2009): A review on the forecasting of wind speed and generated power. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (4), S. 915–920. DOI: 10.1016/j.rser.2008.02.002.
- Madsen, Henrik; Pinson, Pierre; Kariniotakis, George; Nielsen, Henrik Aa.; Nielsen, Torben S. (2005): A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models. In: *Wind Engineering* 29 (6), S. 475–489. DOI: 10.1260/030952405776234599.
- Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Eva; Mahnke, Jörg; Mühlenhoff, Leon; Lieblang, Leon (2014): Strom Speichern. In: *Renews Spezial* (75), S. 1–56.
- Mendes, Joana; Sumaili, Jean; Bessa, Ricardo; Keko, Hrvoje; Miranda, Vladimiro; Botterud, Audun; Zhou, Zhi (2013): Very Short-Term Wind Power Forecasting: State-of-the-Art. Hg. v. Argonne National Laboratory. Argonne.
- Naish, Chris; McCubbin, Ian; Edberg, Oliver; Harfoot, Michael (2008): Outlook of Energy Storage Technologies. Hg. v. Policy Department Economy and Science. European Parliament. Brüssel.
- Neddermann, B.: EEG 2014 - New Framework Conditions for Wind Energy Use in Germany. In: *DEWI MAGAZIN* (45), S. 51–55.
- Netztransparenz (2014): EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2013. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, zuletzt geprüft am 14.08.2015.

- Ohlhorst, Dörte (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. 1. Aufl. Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss. (VS research : Energiepolitik und Klimaschutz).
- Pehnt, Martin; Höpfner, Ulrich (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Kurzgutachten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- Rauh, Otto (2012): Zufallszahlengenerator. Klasse zur Generierung diskreter Zufallszahlen gemäß einer vorzugebenden Wahrscheinlichkeitsverteilung. mit Beispielanwendung.
- Regelleistung.net (2015): FAQ Regelleistung. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/faq_de, zuletzt geprüft am 28.08.2015.
- Roon, Serafin von (2007): Der Markt für Regelleistung – technische und wirtschaftliche Aspekte. Energiewirtschaftliches Seminar. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München.
- Roon, Serafin von (2011): Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom. Technische Universität München, München. Elektrotechnik und Informationstechnik, zuletzt geprüft am 15.03.2015.
- Roon, Serafin von (2013): Kosten durch Fehlprognosen. Energiewetterkonferenz. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Berlin, 2013
- Rundel, Paul; Meyer, Benedikt; Meiller, Martin; Daschner, Rober; Jakuttis, Michael; Franke, Matthias et al. (2013): Speicher für die Energiewende. Fraunhofer UMSICHT. Sulzbach-Rosenberg.
- Sauer, Dirk Uwe (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: *Solarzeitalter* (4), S. 12–34.
- Scheffler, Jörg (2014): Die gesetzliche Basis und Förderinstrumente der Energiewende. Aktueller Stand des EEG und des KWK-G. Wiesbaden: Springer Vieweg (Essentials).

- Schulz, Woldemar (2008): Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in den deutschen Elektrizitätsmarkt. Göttingen: Sierke (Reihe Energiesysteme und Energiewirtschaft, 2).
- Schwab, Adolf J. (2009): Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 2., aktualis. Aufl. Berlin: Springer.
- Schwintowski, Hans-Peter (Hg.) (2014): Handbuch Energiehandel. Unter Mitarbeit von Hans-Peter Schwintowski, Britta Berlinghof, Béatrice Freiwald, Jörg Fried, Philipp A. Härle, Thomas Pilgram et al. 3., völlig neu bearb. und erweiterte Aufl. Berlin: Schmidt.
- Sfetsos, A. (2000): A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind speed time series. In: *Renewable Energy* 21 (1), S. 23–35. DOI: 10.1016/S0960-1481(99)00125-1.
- Stadler, Ingo; Sterner, Michael (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- TenneT (2013): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. Hg. v. TenneT TSO GmbH.
- TransnetBW (2013): Windeinspeisung. Prognose + Hochrechnung. Hg. v. TransnetBW GmbH.
- Vennegeerts, Hendrik; Ohrem, Simon; Siemes, Philipp; Wirtz, Frank; Macharey, Uwe; Meuser, Mark; Rohrig, Kurt (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Forschungsgesellschaft Energie (FGE); Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH); Fraunhofer-Institut für Solare Energieversorgung. Aachen.
- Völler, Steve (2009): Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher. Dissertation. Bergische Universität Wuppertal. Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, zuletzt geprüft am 25.01.2015.
- Wagner, Hermann-Josef; Mathur, Jyotirmay (2013): Introduction to wind energy systems. Basics, technology and operation. 2nd ed. Berlin, New York: Springer (Green Energy and Technology).

Windwärts Energie GmbH (2014): Statusbericht Windenergieprojekt Gehrden II. Zeitraum 01.01.2014 - 31.12.2014. Hg. v. BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH. Online verfügbar unter http://www.windenergie-online.de/we/project/StatisticIF.asp?project_id=141&username=www2&password=windwaerts&css=http://www.windwaerts.de/windwaerts_de/css/w_online.css, zuletzt geprüft am 03.08.2015.

Yunicos AG (Hg.) (2014): Batteriekraftwerk Schwerin. Projektflyer Batteriepark Schwerin. Berlin. Online verfügbar unter http://www.yunicos.com/download/Yunicos_Referenzprojekt_Schwerin.pdf, zuletzt geprüft am 28.09.2015.