

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy-Institut d'Economie Energétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie

Diplomarbeit

**Analyse der Erlös-
potenziale fluktuieren-
der EE und dezentraler
Stromspeicher sowie
Weiterentwicklung des
AMIRIS-Modells**

Nikolai Klempf

Analyse der Erlöspotenziale fluktuierender EE und dezentraler Stromspeicher sowie Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells

Diplomarbeit

angefertigt von

Nikolai Klemp

Chamissostraße 23

70193 Stuttgart

Matr.-Nr. 2394688

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek / Prof. Dr.-Ing. habil R. Friedrich
M.Sc. B. Fleischer; IER
Dr. rer. nat. M. Deissenroth; DLR
Dipl.-Ing. M. Reeg; DLR

Studiengang: Technologiemanagement

1. Spezialisierungsfach: Energiesysteme

2. Spezialisierungsfach: Thermische Strömungsmaschinen

Beginn der Arbeit: 21.07.2014

Ende der Arbeit: 21.01.2015

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)

Dr. sc. agr. L. Eltrop

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	v
Nomenklatur	vii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	3
1.3 Methodik und Vorgehensweise	4
2 Herausforderungen bei der Integration der EE in die Stromversorgung in Deutschland	6
2.1 Stromversorgung in Deutschland	6
2.1.1 Funktionsweise des Strommarktes	6
2.1.2 Regelleistung	10
2.1.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz	12
2.2 Technische Herausforderungen	13
2.2.1 Ausgleich dargebotsabhängiger Erzeugung und Last	13
2.2.2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit	14
2.3 Marktwirtschaftliche Herausforderungen	15
2.4 Energiespeicher zur Integration erneuerbarer Energien	16
2.4.1 Beitrag der Energiespeicher zur Integration der EE	16
2.4.2 Einordnung dezentraler Energiespeicher	16
3 Modellierung eines Stromspeichers	18
3.1 Abbildung der Speicherprozesse	18
3.1.1 Technische Modellierung	18
3.1.2 Ökonomische Modellierung	21
3.2 Parametrisierung dezentraler Stromspeichertechnologien	24
3.2.1 Stand der Technik im Jahr 2013	25
3.2.2 Prognostizierte Entwicklungen bis zum Jahr 2023	28
3.3 Betrachtete Vermarktungswege und Modellierung der Betriebsstrategien	30
3.3.1 Arbitrage am Day-Ahead Spotmarkt	30
3.3.2 Teilnahme am Regelleistungsmarkt	38

3.3.3	Vermarktungsoptimierung der fluktuierenden EE	41
4	Erlöspotenzial von fluktuierenden EE und Speichern - IST-Analyse 2012-2014	44
4.1	Datengrundlage der IST-Analyse	44
4.2	Vermarktung am Day-Ahead-Spotmarkt	48
4.2.1	Direktvermarktung von fluktuierenden EE	48
4.2.2	Arbitrageerzielung mittels Stromspeicher	51
4.2.3	Wirtschaftlichkeit des Stromspeichereinsatzes	55
4.3	Vermarktung an den Regelleistungsmärkten	57
4.3.1	Vorhaltung negativer Minutenreserveleistung	58
4.3.2	Teilnahme am gesamten Markt für Regelleistung	65
4.3.3	Wirtschaftlichkeit des Stromspeichereinsatzes	70
5	Das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS	72
5.1	Ansatz der agentenbasierten Modellierung	72
5.2	Prototypische Strommarktakteure	73
5.3	Modellstruktur	75
5.4	Simulationsablauf	79
5.5	Modellerweiterung: Speicheragent	80
5.6	Modellanalyse	82
6	Zusammenfassung und Ausblick	86
6.1	Zusammenfassung	86
6.2	Ausblick	87

Abbildungsverzeichnis

1-1	Anteil EE an Bruttostromerzeugung	1
2-1	Schematische Übersicht der Teilnehmer am deutschen Strommarkt und der Stromflüsse	7
2-2	Übersicht zu den Spotmärkten und deren zeitliche Einordnung	8
2-3	Bestimmung des Gleichgewichtspreises am Day-Ahead Spotmarkt	9
2-4	Relativer Spotmarktwert von Windenergie- und PV-Anlagen	15
2-5	Einordnung von Energiespeichertechnologien	17
3-1	Stromflüsse und Parameter des Speichermodells	19
3-2	Kapitalflüsse und Parameter des Speichermodells	21
3-3	Strategiebestimmung für den Speicherbetrieb zur Erzielung von Arbitrage am Spotmarkt	34
3-4	Ermittlung des Folgeladezustandes im Fall eines Teilladezustandes	37
4-1	Monatliche Erlöse der fluktuierenden EE am Day-Ahead Spotmarkt und in der Direktvermarktung	50
4-2	Monatlicher Erlös eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen bei Vermarktung am Spotmarkt	52
4-3	Monatlicher Erlös eines NaS-Speichereinsatzes am Day-Ahead Spotmarkt im Vergleich mit den Mindererlösen einer WEA durch Marktwertverlust in den Jahren 2012-2014	54
4-4	Jährlicher Erlös und Aufwand der betrachteten Batterietechnologien für die Jahre 2013 und 2023	56
4-5	Jährliche Kosten durch Vorhaltung und Abruf von Minutenreserve in den Jahren 2012-2014	59
4-6	Häufigkeitsverteilung der angenommenen Leistungsgebote für negative MRL 2012 und 2014	61
4-7	Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise für negative MRL der angenommenen MRL-Leistungsgebote 2012 und 2014	62
4-8	Monatliche Erlösmöglichkeiten bei der Teilnahme am negativen MRL-Markt .	64
4-9	Monatliche Erlösmöglichkeiten je Regelleistungsart	67
4-10	Monatliche Erlösmöglichkeiten durch Abruf von SRL unter Berücksichtigung des notwendigen Spotmarkthandels von Stromspeicher	69

5-1	Direktvermarkter-Portfolios	74
5-2	AMIRIS Modellstruktur exkl. Speicheragent	76
5-3	AMIRIS Modellstruktur inkl. Speicheragent	81
5-4	Monatlicher Erlös eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen bei Vermarktung am Spotmarkt im Jahr 2015	83
5-5	Monatlicher Erlös eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen bei Vermarktung am Spotmarkt im Jahr 2020	84
5-6	Monatlicher Erlös eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen bei Vermarktung am Spotmarkt mit prognostizierten Börsenpreisen im Jahr 2020 .	85

Tabellenverzeichnis

2-3	Eigenschaften der Regelleistungsarten PRL, SRL und MRL	11
3-2	Übersicht der Speicherparameter für Blei-Säure-, Lithium-Ionen-, Vanadium-Redoxflow- und Natrium-Schwefel-Batterie im Jahr 2013	25
3-2	Übersicht der Speicherparameter für Blei-Säure-, Lithium-Ionen-, Vanadium-Redoxflow- und Natrium-Schwefel-Batterie im Jahr 2023	29
3-4	Merkmale der definierten Angebotserstellung für die Regelleistungsarten . . .	41
4-0	Übersicht der relativen Abweichung der verwendeten IST-Daten zu Referenzdaten	46
5-1	Übersicht der Charakteristika von ZWH 2 und ZWH 5	75

Nomenklatur

Abkürzungen

IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEGR	Agent: Erneuerbare Energien Gesetzliche Rahmenbedingungen
EE	erneuerbare Energien
fEE	fluktuierende erneuerbare Energien
ZWH	Direktvermarkter (Zwischenhändler)
PV	Photovoltaik
WEA	Windenergieanlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
WEA	Windenergieanlage
NaS	Natrium-Schwefel-Batterie
PbS	Blei-Säure-Batterie
Li-Ionen	Lithium-Ionen-Batterie
V-RF	Vanadium-Redoxflow-Batterie
ZS	Zeitscheibe eines Regelleistungsproduktes
AP	Arbeitspreis
LP	Leistungspreis
AMIRIS	Agentenbasiertes Modell zur Integration Regenerativer in den Strommarkt
ABM	Agentenbasierte Modellierung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
DV	Direktvermarktung
AB	Anlagenbetreiber
NB	Netzbetreiber
MPM	Marktprämienmodell
MRL	Minutenreserveleistung
AE	Ausgleichsenergie
VK	Vergütungsklasse

Indizes

t	Zeitpunkt
i	Index
in	eingehende elektrische Energiemengen
out	ausgehende elektrische Energiemengen
loss	Verluststrommengen
c	Einspeichervorgang
sd	Speichervorgang
d	Ausspeichervorgang
stor	eingespeicherte Energie
max	maximaler Wert der Variable
min	minimaler Wert der Variable
tot	total
median	Median
EE	Erzeugungsleistung
E2P	Verhältnis aus Speicherleistung zu Kapazität
LL	Ladezustand des Energiespeichers
inst	installiert
T	Zeitpunkt
LP	Leistungspreis
DA	Day-Ahead Spotmarkt
var	variabler Anteil
fix	fixer Anteil
P	Leistungseinheit
E	Speichereinheit
cd	kalendarisch
plan	planmäßig
ist	tatsächlich
fc	prognostiziert
real	real
ceil	ganzzahliger oberer Ladezustand
floor	ganzzahliger unterer Ladezustand
RL	Regelleistung
PRL	Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
MRL	Minutenreserveleistung

spot	Spotmärkte
RA	Regelarbeit
opt	optimal
AE	Ausgleichsenergie
strat	Strategie
diff	Differenz

Lateinische Variablen

E	[MWh]	elektrische Energiemenge
P	[MW]	elektrische Leistung
f	[%]	Selbstentladefaktor
t	[h]	Stunde
dod	[%]	maximale Entladetiefe
cyc	[-]	Speicherzyklus
RE	[€]	Erlös
C	[€]	Zahlungsreihe
v	[€]	monetärer Wert
EX	[€]	Aufwand
CAPEX	[€]	Investitionskosten
OPEX	[€]	Betriebskosten
AF	[-]	Annuitätsfaktor
LT	[a]	Lebensdauer
IR	[%]	kalkulatorischer Zinssatz
c	[€]	spezifische anfängliche Investitionskosten
LL	[%]	Speicherladezustand
i	[-]	Ausgangsladezustand
j	[-]	Folgeladezustand
spread	[€/MWh]	Preisunterschied
LP	[€/MW]	Leistungspreis
AP	[€/MWh]	Arbeitspreis
FLH	[-]	Volllaststunden
MW	[%]	Marktwert
IR	[%]	kalkulatorischer Zinssatz

Griechische Variablen

η	[%]	Wirkungsgrad
Δ	[-]	Differenz
α	[-]	Zahlungsstrom
Σ	[-]	Summe der nachfolgenden Zahlungsströme
δ	[%]	Fehlerparameter

Kurzfassung

Angestoßen durch die gegenwärtige Diskussion über hohe Förderkosten der erneuerbaren Energien (EE), werden in Politik und Wissenschaft gleichermaßen die Forderungen nach Markt- und Systemintegration der EE formuliert.

Sowohl dem Marktwertverlust als auch der Bereitstellung von Flexibilität lassen sich neben anderen Möglichkeiten durch den Einsatz von Speichertechnologien begegnen. Unter wettbewerblichen Bedingungen werden Flexibilitätsmaßnahmen unter dem Aspekt der Refinanzierbarkeit der Investition bewertet. In Anbetracht dessen zielt diese Arbeit auf die Analyse und Bewertung von Erlösmöglichkeiten sowie Vermarktungsstrategien von fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Einsatz von dezentralen Stromspeichertechnologien ab. Zu diesem Zweck wurde ein Stromspeicher modelliert und Betriebsstrategien entwickelt.

Auf Basis aktueller Erzeugungs- und Marktdaten wurden die Erlösmöglichkeiten von fluktuierenden EE sowie von Speichieranlagen, unter Berücksichtigung der entwickelten Strategien, am Day-Ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt bewertet. Es ergab sich hierbei eine hohe Übereinstimmung der Stromspeichererlöse mit Zeitpunkten niedriger Marktwerte von Windenergieanlagen, die aufgrund hoher zeitgleicher Einspeisemengen entstehen. Der Einsatz von Stromspeichern in Kombination mit fluktuierenden EE-Anlagen könnte folglich eine Bedarfsorientierung durch Preissignale der Spotmärkte anreizen.

Am Regelleistungsmarkt wurde zu Beginn die negative Minutenreserve betrachtet, um die resultierenden Erlöspotenziale für Windenergieanlagen zu bewerten. Das Potenzial kann hierbei als begrenzt angesehen werden. Für Stromspeicher hingegen bieten sich sowohl am Markt für Primärregelung als auch Sekundärregelung signifikante Erlösmöglichkeiten. Der Spotmarkthandel, der für Speicher aufgrund ihrer begrenzten Kapazität notwendig ist, hat hierbei insbesondere beim Abruf von Sekundärregelung eine relevante Größenordnung.

Im Anschluss an die Bestimmung von Erlöspotenzialen wurde eine Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells vorgenommen. Diese umfasst die Integration eines Speicheragenten sowie die Implementierung der zuvor definierten Betriebsstrategien. Zusätzlich wurde eine Strategie zur Optimierung der Einspeisung von fluktuierenden EE in Kombination mit Stromspeichern implementiert. Die Funktionsfähigkeit des Speicheragenten konnte sich zeigen lassen.

Abstract

Initiated by the recent discussions on the high subsidies for renewable energy sources (RES), the politics and sciences demands for the integration of the system and markets.

The loss of market value as well as versatility can be addressed by many technologies such as the use of storage technologies.

Due to competitive conditions, the measures of versatility, in terms of their ability to refinance investment, are evaluated.

Therefore, the aims are firstly, the analysis and evaluation of sale opportunities and marketing strategies of fluctuating renewable energy sources and secondly, the use of decentralized electricity storage technologies.

For this purpose an electrical storage unit was modeled with the development of operational strategies.

The evaluation of sale opportunities and marketing strategies of fluctuating renewable energy sources and storage devices, from the day-ahead spot market and on balancing power market, based on the present production and market data statistics were done.

There was a high correlation between the revenue obtained from sales and the period of low market values due to the high supply of wind energy. Thus, the use of a combination of energy storages with fluctuating renewable energy plants could stimulate a demand orientation through price signals at the spot markets.

On balancing power market, the evaluation of the final revenue potential for wind turbines was referenced with the negative minute reserve. The potential here can be regarded as limited.

On the other hand, the electricity storage could have significant revenue opportunities on the primary and secondary control markets. The spot market trading, which is necessary for storages due to their limited capacity, is important for accessing secondary balancing energy.

Further development of the AMIRIS model was made, after the determination of the revenue potential. The development includes the integration of a storage agent and the implementation of operational strategies. In addition, a strategy for optimization of the input of fluctuating renewable energy in combination with the power storages was implemented and the functionality of the storage agent could be seen.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Resultierend aus einer gesellschaftlichen Debatte zu einer nachhaltigen Energieversorgung, wurde mit dem Stromeinspeisegesetz 1990 und dem weiterführenden Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) im Jahr 2000 erstmalig in Deutschland die nachhaltige Energieversorgung mittels regenerativen Energiequellen in einem politischen Gesamtkontext verankert. Mit dem noch immer als äußerst effektiv angesehenen Förderprogramm wurde unter anderem die vorrangige Einspeisung sowie eine feste Einspeisevergütung für erneuerbare Energien (EE) eingeführt und so maßgeblich der beschleunigte Ausbau der EE in Deutschland forciert (**Gawel; Lehmann** 2014). Im Jahre 2013 betrug der Anteil EE an der Bruttostromerzeugung in Deutschland bereits rund 25 % und ein weiterer Ausbau wird politisch angestrebt (siehe Abb. 1-1) (**Bundesregierung** 2013).

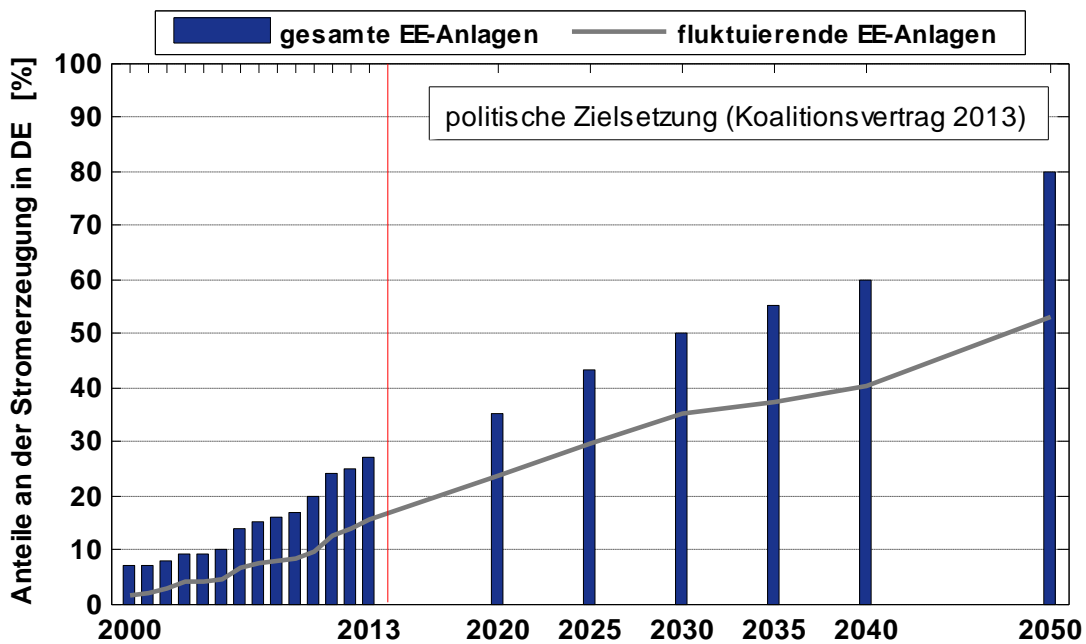


Abbildung 1-1: Anteil der gesamten erneuerbaren Energienanlagen (blau) sowie der fluktuierenden erneuerbaren Energienanlagen (grau) an der Bruttostromerzeugung in DE (BDEW 2014, **Nitsch** et al. 2012)

Ein Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entfällt hierbei bereits auf Wind- und Solaranlagen, deren Elektrizitätserzeugung abhängig von den Wetterbedingungen ist. Bei einer angestrebten Fortsetzung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird der Anteil dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien weiter steigen (**Nitsch** et al. 2012).

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt allerdings auch der jährliche Förderaufwand

resultierend aus der im EEG festgelegten fixen Einspeisevergütung. Die Fördersumme wiederum wird durch die Erneuerbare Energien Umlage auf jede bezogene Kilowattstunde der nichtprivilegierten Endverbraucher umgelegt. In der Folge rückt zunehmend die Betrachtung der Förderung erneuerbarer Energien unter Kostenaspekten in den Mittelpunkt der gesellschaftlichen und wissenschaftlichen Diskussion (**Kunz; Schuffelen** 2014).

Desweiteren ergibt sich unter Berücksichtigung der physikalischen Gegebenheit, dass sich Erzeugung und Last für eine konstante Netzfrequenz stets im Gleichgewicht befinden müssen, zunehmend die Herausforderung, flexibel die wetterbedingten Veränderungen der Erzeugungsseite mit dem schwankenden Strombedarf in Ausgleich zu bringen.

Vielfach wird deshalb eine bessere Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien und insbesondere der fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) gefordert (**Kunz; Schuffelen** 2014).

Um mittels Marktintegration eine Kostendegression zu erreichen, wird eine zunehmend bedarfsorientierte Einspeisung der EE adressiert, die durch eine Ausrichtung an Preissignalen des Marktes erfolgen soll. Im Zuge dessen soll mit der Einführung der geförderten Direktvermarktung (DV), die seit der letzten Novellierung des Gesetzes im August 2014 (EEG2014) verpflichtend ist, eine entsprechend bedarfsorientierte Einspeisung von EE-Anlagen angereizt werden.

Die Refinanzierung der erneuerbaren Energien soll nach den Plänen der Bundesregierung langfristig über die Märkte erfolgen (**Bundesregierung** 2013). Für die fluktuierenden erneuerbaren Energien ergibt sich allerdings die Problematik des Gleichzeitigkeitseffektes bei der Einspeisung, der sich aus der Tatsache ergibt, dass die Wetterbedingungen über eine große räumliche Ausdehnung ähnlich sind und somit stets große Einspeiseleistungen zur selben Zeit zur Verfügung stehen (**Reeg** 2014). In der Folge kann es in diesen Zeiten zu einem Absinken der Börsenpreise durch ein Überangebot kommen, sodass die Erlöse der fEE langfristig unter dem Jahresdurchschnitt des Börsenpreises liegen (**Kopp; Eber-Frey; Engelhorn** 2012). Eine Refinanzierung über die Spotmärkte ist in Anbetracht dessen zumindest fraglich.

Die Systemintegration zielt auf die Sicherstellung des Ausgleichs von Erzeugung und Last bei steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ab. Hierbei werden im Wesentlichen fünf Methoden zur Sicherstellung des Ausgleichs als zielführend angesehen (**ETG-VDE** 2012, **Sterner; Stadler** 2014). Einerseits ist dies durch einen Ausbau des Stromnetzes, der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke oder der verbraucherseitigen Anpassung der Last (Demand Side Response (DSR)) zu erreichen. Andererseits sollen sich hierbei auch zunehmend die erneuerbaren Energien Anlagen beteiligen (**Kunz; Schuffelen** 2014). Da die Einspeiseleistung fluktuierender erneuerbarer Energien naturgemäß abhängig von den Wetterbedingung ist, kann

eine Bedarfsorientierung hier in einem ersten Schritt lediglich durch eine reduzierte Einspeiseleistung oder einem anderen Anlagenkonzept erreicht werden. Um dies unter anderem in einem zweiten Schritt zu vermeiden, bietet sich eine fünfte Möglichkeit zur Flexibilisierung an: der Einsatz von Speichertechnologien.

Während der Netzausbau eine politische Vorgabe in einem regulierten Markt darstellt, wird seit der Liberalisierung des Strommarktes zunehmend die Entscheidung über Maßnahmen - in diesem Fall zur Sicherstellung benötigter Flexibilität und zum Bau konventioneller Kraftwerke - bei den Akteuren am Markt gesehen. Einhergehend sind Vermarktungsmöglichkeiten und resultierende Erlöspotenziale zentrale Komponenten bei der Entscheidungsfindung unter Unsicherheit. Dabei zeigt die gegenwärtige Diskussion in der Wissenschaft über die Schaffung eines Kapazitätsmarktes, dass das Setzen von ausreichend Anreizen in den derzeitigen Marktstrukturen zur Bereitstellung dieser Flexibilität nicht als gesichert angesehen wird (**BMWi** 2013). Im Zuge dessen stellt sich erneut die Frage, ob eine Refinanzierung von Maßnahmen zum Ausgleich von Erzeugung und Last am Markt in seiner derzeitigen Ausgestaltung möglich ist oder ob neue Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente diesbezüglich notwendig sind (**Frontier** 2014, **r2b** 2014).

Hierbei können sich Fördermaßnahmen einerseits direkt auf die Akteure am Markt auswirken sowie andererseits auch Änderungen auf einer höheren Systemebene, wie beispielsweise den Spotmarktpreisen und dem Einspeiseverhalten der Stromerzeugungsanlagen, hervorrufen (**Reeg** et al. 2013). Vor diesem Hintergrund wurde zur Analyse von Politikinstrumenten auf Akteursebene und ihrer Wirkung sowohl auf der Akteurs- als auch Systemebene am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Instituts für Technische Thermodynamik das **Agentenbasierte Modell zur Integration Regenerativer in den Strommarkt (AMIRIS)** entwickelt. Hiermit wurden bereits Untersuchungen zur Direktvermarktung unter in Anspruchnahme der Marktprämie sowie zu Erlöspotenzialen von regelbaren erneuerbaren Energien Anlagen am Regelenergiemarkt durchgeführt (**Reeg** et al. 2013).

1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist die Analyse und Bewertung von Erlösmöglichkeiten sowie Vermarktungsstrategien von fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Einsatz von dezentralen Stromspeichertechnologien.

Hierzu soll die modelltechnische Abbildung eines Stromspeichers vorgenommen werden sowie Erlösmöglichkeiten identifiziert werden. Die modelltechnische Abbildung von Stromspeicher beinhaltet die Modellierung von Speicherbetriebsstrategien in Abhängigkeit der Vermarktungs-

wege. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf einem Speichereinsatz zur Optimierung der Vermarktung von fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Anschließend soll mit einer Analyse der gegenwärtigen Erlöspotenziale die Optimierungsmöglichkeiten aus dem Einsatz von Stromspeichern aufgezeigt werden. Desweiteren sind Erlöspotenziale, die sich durch Änderungen der Rahmenbedingungen ergeben können, beispielsweise durch die Teilnahme von fluktuierenden erneuerbaren Energien am Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve, Teil der Analyse.

Zur Analyse zukünftiger Vermarktungspotenziale fluktuierender erneuerbarer Energien und Stromspeichertechnologien unter Berücksichtigung des Verhaltens und der Interdependenzen der Vielzahl von Marktakteuren unter gegebenen Rahmenbedingungen, erfolgt eine Weiterentwicklung des agentenbasierten Simulationsmodells AMIRIS, das in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelte wurde. Am bestehenden Modell, das bereits zur Analyse der Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien unter Inanspruchnahme der Marktprämie Anwendung gefunden hat, wird zu diesem Zweck die Implementierung eines Agenten für Speicheranlagen vorgenommen. Die Integration des Speicheragenten in die bestehende Modellstruktur umfasst hierbei auch Erweiterungen der Funktionalität des Zwischenhändleragenten (Direktvermarkter), sodass diese in Kombination mit Speicheranlagen und unter Berücksichtigung von Unsicherheiten sowie unvollständiger Informationen ihre Erlöse optimieren können.

1.3 Methodik und Vorgehensweise

Zu Beginn der Arbeit werden die Herausforderungen bei der Integration von erneuerbaren Energien in die bestehende Struktur der Stromversorgung in Deutschland beschrieben (Kapitel 2). Hierfür werden im ersten Teil die organisatorischen Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland dargelegt. Anschließend werden die technischen und marktwirtschaftlichen Herausforderung bei der Integration der EE aufgezeigt. Als einer von mehreren Lösungsansätzen werden Stromspeicher betrachtet, deren Beitrag zur Integration im abschließenden Teil des Kapitels betrachtet wird.

In Kapitel 3 wird die in dieser Arbeit vorgenommene Modellierung von Stromspeichern beschrieben. Dies umfasst die Abbildung der technischen und ökonomischen Speicherprozesse, die Parametrisierung der dezentralen Stromspeichertechnologien und die Definition von Betriebsstrategien für den Einsatz von Stromspeicher in Abhängigkeit der betrachteten Vermarktungswege.

Zur Abschätzung der gegenwärtigen Erlöspotenziale von fluktuierenden erneuerbaren Energieanlagen und Stromspeicher folgt in Kapitel 4 eine Analyse von Markt- und Erzeugungs-

daten der Jahre 2012 - 2014. Hierzu wird zu Beginn die Qualität der Ist-Daten anhand von mehreren Datenquellen diskutiert. Anschließend folgt die Ermittlung von Erlöspotenzialen der fluktuierenden erneuerbare Energienanlagen und Stromspeicher am Day-Ahead Spotmarkt. Die Erlöspotenziale durch eine Teilnahme am Markt für Regelleistung sowie die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichereinsatzes werden nachfolgend diskutiert.

In Kapitel 5 wird der Ansatz der agentenbasierten Modellierung vorgestellt, der dem AMIRIS-Modell zugrunde liegt. Die agentenbasierte Modellierung zeichnet sich durch die mögliche Abbildung von Emergenz aus und eignet sich somit zur Untersuchung von komplexen Systemen besonders. Dies wird erreicht, indem der lernende Akteure in den Mittelpunkt der Modellierung gestellt und deren vielfältigen Interdependenzen untereinander berücksichtigt wird, sodass Änderungen in der Umwelt zu einem veränderten Verhalten der Agenten führen können (Reeg 2014). Beispiele für sich ändernde äußere Gegebenheiten stellen zum einen gesetzlichen Rahmenbedingungen dar und zum anderen technische und wirtschaftliche Entwicklungen, die den Einsatz neuer Technologien ermöglichen. Weitere Besonderheiten der agentenbasierten Modellierung sind hierbei die Abkehr vom klassischen Paradigma des „Homo Oeconomicus“ sowie der statt eines linearen Optimierungsmodells verwendete Bottom-Up-Ansatz.

Eine besondere Bedeutung bei der agentenbasierten Modellierung hat die möglichst realitätsnahe Abbildung der heterogenen Akteure. Aus diesem Grund wird in Kapitel 5 eine Zusammenfassung der Akteursanalyse gegeben, die im Zuge des AMIRIS-Projektes durchgeführt wurde (Reeg et al. 2013). Nach einer Beschreibung der Funktionsweise des AMIRIS-Modells wird im Anschluss die Integration eines Speicheragenten in AMIRIS erläutert. Die Modellierung der Funktionsweise und Speicherbetriebsstrategien entspricht hierbei der in Kapitel 3 beschriebenen Abbildung von Stromspeicher.

Die generelle Funktionsfähigkeit des implementierten Speicheragenten sowie eine Betrachtung der zukünftigen Erlösmöglichkeiten für Stromspeicher am Day-Ahead Spotmarkt bei steigenden Anteilen von EE schließt das Kapitel 5 ab.

Den Abschluss der Arbeit bildet Kapitel 6 mit einer Zusammenfassung der Erkenntnisse und einem Ausblick zu weiterem Forschungsbedarf.

2 Herausforderungen bei der Integration der EE in die Stromversorgung in Deutschland

Für die Beschreibung der Herausforderungen, die sich durch die Integration von EE in die Stromversorgung Deutschlands ergeben, bedarf es vorangehend eine Beschreibung der wesentlichen Mechanismen des Strommarktes und seiner Funktionsweise. Ein kurze Auflistung der Charakteristika der Regelleistungsarten sowie des „Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“ schließt den ersten Teil dieses Kapitels ab.

Anschließend werden die Herausforderungen im Zuge der Systemintegration der EE betrachtet sowie auf deren Marktintegration eingegangen. Für beide Herausforderungen stellen Energiespeicher eine Lösungsmöglichkeit dar, deren Einfluss im Anschluss betrachtet wird.

2.1 Stromversorgung in Deutschland

2.1.1 Funktionsweise des Strommarktes

Die Grundlage der heutigen organisatorischen Gestaltung der Stromversorgung in Deutschland bildet die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzte EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG, die eine Liberalisierung des Strommarktes beinhaltet (**EnWG2005** EG 1996). Ziel der Liberalisierung ist die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität, der den Wettbewerb fördern und einen freien Handel innerhalb Europas ermöglichen soll. Zur Erfüllung wurden eine Reihe notwendiger Mindestvoraussetzungen definiert. Nach (**Konstantin** 2009) sind dies:

- die freie Wahl des Versorgers durch Stromkunden
- die Entflechtung der Unternehmensbereiche Erzeugung, Transport und Verteilung sowie Vertrieb und Handel („Unbundling“) zur Schaffung von Wettbewerbsbedingungen,
- der diskriminierungsfreie Zugang zum Stromnetz, für den es aufgrund seiner natürlicher Monopolstellung keinen Wettbewerb gibt,
- ein unabhängiger Regulator, der Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Wettbewerb festlegt und diese überwacht (in Deutschland die Bundesnetzagentur) sowie
- ein unabhängiger System-Operator, der einen reibungslosen Netzbetrieb sicherstellt.

Die Abbildung 2-1 gibt eine schematische Übersicht zu den Marktteilnehmern am Strommarkt und stellt den physikalischen (schwarz) sowie bilanziellen (grau) Stromfluss dar.

Physikalisch fließt der Strom stets von den Erzeugern über die Übertragungs- und die Verteilnetzbetreiber an den Kunden. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von elektrischer Energie im Netz muss der Verbrauch stets der Erzeugung entsprechen. Um unter anderem dies sicherzustellen agieren die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als unabhängige System-Operatoren. Sie sorgen für einen reibungslosen Netzbetrieb, indem sie Systemdienstleistungen ausschreiben und bei Bedarf abrufen sowie Verluststrommengen im Netz durch Handel ausgleichen. Desweiteren treten sie als Vermarkter für Strommengen aus erneuerbare Energienanlagen auf. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) sind für die Belieferung der Kunden in ihrem Netzgebiet zuständig. Sie dürfen nicht als Händler oder Lieferant am Stromhandel partizipieren (**Konstantin** 2009).

Bilanziell (grau) erfolgt die Vermarktung von Strom über die Großhandelsmärkte, an dem die Erzeuger ihren produzierten Strom, eventuell über einen intermediären Händler, vermarkten und Lieferanten Strom kaufen und verkaufen können.

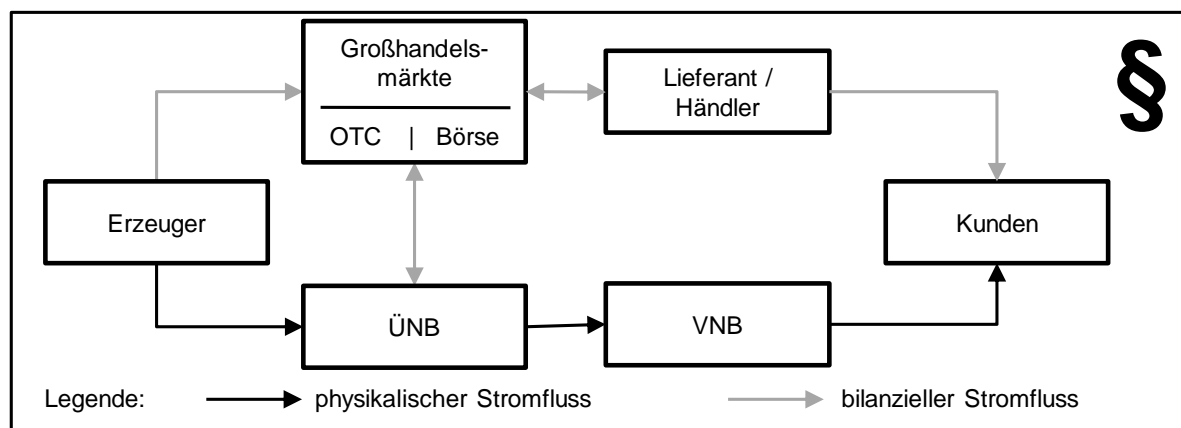


Abbildung 2-1: Schematische Übersicht der Teilnehmer am deutschen Strommarkt sowie des physikalischen und bilanziellen Stromflusses (nach **Crastan** 2012)

Die Rahmenbedingungen des Strommarktes werden durch eine Reihe von Gesetzen vorgegeben, wie beispielsweise das erwähnte EnWG oder das „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ (EEG), das im August 2014 zuletzt novelliert wurde (**EnWG2005 BMJV** 2014).

In der Realität existieren weitere Akteure, wie beispielsweise Portfoliomanager, die die Vermarktung von Strommengen für Erzeuger übernehmen (**Konstantin** 2009).

Die Vergütung der Erzeuger erfolgt auf Basis der vermarkteten elektrischen Arbeit, weshalb das gegenwärtige Marktdesign auch „Energy-Only-Markt“ genannt wird (**r2b** 2014). Da Erzeuger und Lieferanten allerdings gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern bilanzkreisverantwortlich sind, also für eine Einhaltung ihrer abgegebenen Fahrpläne sorgen müssen, folgt implizit auch eine Vergütung des Zeitpunktes der Einspeisung. Dies resultiert aus der Tatsache, dass sich Lieferanten mittels Lieferverträgen an den Terminmärkten gegen mögliche Zah-

lungen aufgrund einer Abweichungen vom abgegebenen Fahrplan absichern und sich so nach dem wirtschaftstheoretischen Grundsatzes eines Marktgleichgewichtes zwischen Angebot und Nachfrage, der Zeitpunkt der Einspeisung auf die Höhe der Vergütung auswirkt.

Die Großhandelsmärkte umfassen zum einen die institutionell organisierten Handelsmärkte und zum anderen außerbörsliche Lieferverträge, die die Lieferanten direkt mit den Erzeugern abschließen. Dieser Handel wird „Over-the-Counter“ (OTC) genannt und ist gegenwärtig noch immer das meist genutzte Verfahren (BMWi 2014a). Abbildung 2-2 gibt einen Überblick über die Teilmärkte in Deutschland und deren zeitliche Einordnung.

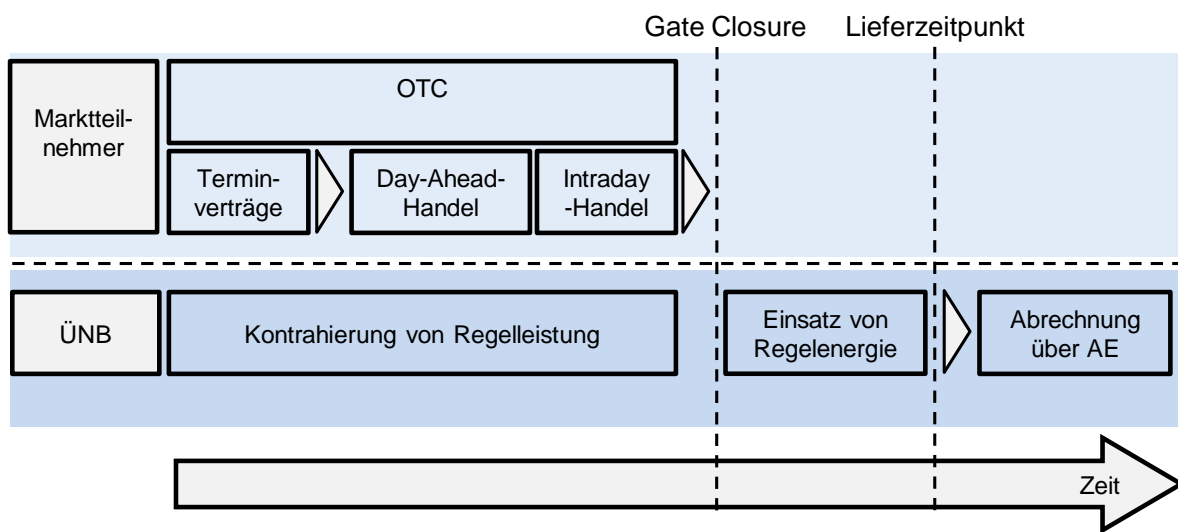


Abbildung 2-2: Übersicht zu den Spotmärkten und deren zeitliche Einordnung (nach BMWi 2014a)

Als institutionell organisierten Handelsmarktplatz wurde die deutsche Strombörse EEX im Zuge der Liberalisierung gegründet. Hier lassen sich standardisierte Produkte handeln, die deutlich reduzierte Handelskosten und ein reduziertes Handelsrisiko für die Marktteilnehmer mit sich bringen. Es wird entsprechend ihrer Vorlaufzeit zwischen dem Terminmarkt, dem Day-Ahead Spotmarkt und dem Intradaymarkt unterschieden. Am Terminmarkt ist der Handel mit Strommengen bis sechs Jahre vor der physikalischen Erfüllung möglich. Beim Day-Ahead Spotmarkt, für den die Angebotslänge eine Stunde beträgt, ist eine Gebotsabgabe für den nächsten Tag bis 12 Uhr des Vortages möglich.

Anschließend werden die Angebote nach der Höhe des Preises aufsteigend sortiert, sodass sich eine Angebotskurve ergibt („Merit-Order“) (Craстан 2012). In der Regel werden die Angebote von den Stromerzeugern in Höhe ihrer variablen Betriebskosten abgegeben, da erst oberhalb dieser ein Deckungsbeitrag erzielt wird. Bilden sich die Spotmarktpreise nach diesem Prinzip, spricht man von grenzkostenbasierten Spotmarktpreisen (BMWi 2014a). Abweichungen

können sich hierbei durch gezielte höhere Preissetzung von Akteuren mit großen Angebotsvolumina ergeben oder in Situation hoher Unterschiede zwischen Nachfrage und Angebot, in denen die Zahlungsbereitschaft der Strommarktakteure die Preishöhe bestimmt.

Die Preisfestlegung am Day-Ahead Spotmarkt erfolgt nach Angebotsende, indem gemäß Abbildung 2-3 das Höchstgebot (Gleichgewichtspreis) ermittelt wird, das den Schnittpunkt der Angebots- und der Nachfragekurve darstellt. Der so bestimmte Gleichgewichtspreis wird für alle Marktteilnehmer einheitlich ausgezahlt, die auf oder unter dem Gleichgewichtspreis Angebote abgegeben haben.

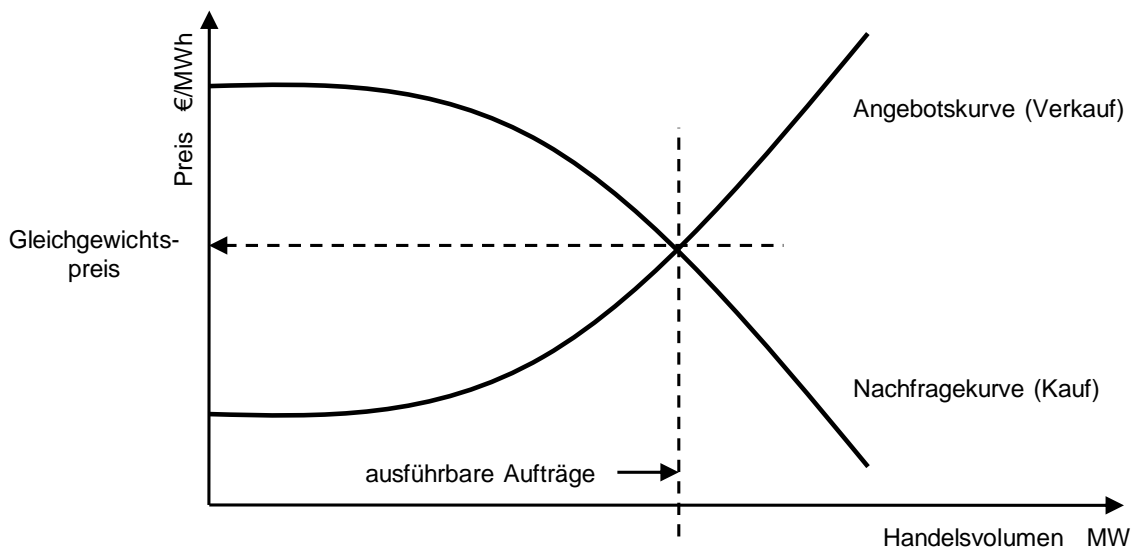


Abbildung 2-3: Bestimmung des Gleichgewichtspreises am Day-Ahead Spotmarkt (nach **Konstantin** 2009)

Nachdem der Day-Ahead Handel abgeschlossen ist, können die Marktakteure den untertägigen Handel (Intraday-Handel) bis 45 Minuten vor der physikalischen Erfüllung nutzen. Aufgrund genauerer Kenntnis über den exakten Bedarf oder die Einspeisung auf Basis aktueller Prognosen werden Abweichungen des am Vortag prognostizierten Bedarfs oder Einspeisemenge durch den Handel am Intraday-Markt beglichen. Am Intradaymarkt werden die Produkte in 15 Minuten-Kontrakten gehandelt (**Konstantin** 2009).

Ein ausgeglichenes Handelsergebnis garantiert allerdings nicht den physikalischen Ausgleich zum Zeitpunkt der Erfüllung, da es aufgrund von Prognosefehlern oder Kraftwerksausfällen zu Abweichungen kommen kann. Die in der Folge entstehenden Bilanzkreisungleichgewichte werden durch den Einsatz von Regelarbeit durch die ÜNB ausgeglichen. Hierzu stehen den ÜNB die Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelleistung, sowie die Minutenreserve zur Verfügung **consentec**

Die Abrechnung der eingesetzten Regelarbeit erfolgt entsprechend des verursachten Ungleichgewichts über den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (re-BAP) (**BNetzA** 2012). Aufgrund der vergleichsweise hohen Preise für Ausgleichsenergie (AE) besteht so ein Anreiz zur Fahrplaneinhaltung.

Während der Handel von elektrischer Energie ohne Restriktionen hinsichtlich der Übertragungskapazitäten des Stromnetzes in Deutschland erfolgt, kann es real zu Engpässen bei der Übertragung kommen. Insbesondere die zunehmende Einspeisung von Windenergieanlagen im Norden, die anschließend in die Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands übertragen werden muss, können diese hervorrufen (**dena** 2014). Um auch in Zukunft bei weiter steigendem Ausbau von Windenergieanlagen eine sichere Übertragung gewährleisten zu können, werden gegenwärtig die Netze ausgebaut. Für den kurzfristigen Erhalt eines sicheren Netzbetriebs weisen die ÜNB den entsprechenden Marktakteuren vor der Netzengpassstelle eine Drosselung der Erzeugungsleistung an und in gleichem Maß nach der Netzengpassstelle eine Steigerung der Erzeugungsleistung. Die Marktakteure werden für die entsprechende (Fehl-)Einspeisemenge vergütet (**BMWi** 2014a).

2.1.2 Regelleistung

Im Rahmen dieser Arbeit soll von den Systemdienstleistungen nur die Frequenzhaltung mittels Regelleistung betrachtet werden. Bei Abweichungen der Netzfrequenz von ihrem Normalwert von 50 Hertz greift die Regelleistung ein, um einen reibungslosen Netzbetrieb zu gewährleisten. Den Übertragungsnetzbetreibern stehen hierfür drei Regelleistungsarten zur Verfügung, die sich beispielsweise durch den Zeitpunkt der vollständigen Aktivierung der kontrahierten Leistung unterscheiden. Tabelle 2-3 fasst die wesentlichen Charakteristika und Marktbedingungen der verschiedenen Regelleistungsarten zusammen **consentec**

Frequenzabweichungen werden im ersten Schritt mittels Primärregelleistung ausgeglichen, die innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein muss. Die Primärregelleistung wird anschließend durch Sekundärregelleistung abgelöst. Bei länger andauernden Netzungleichgewichten wird die Minutenreserve aktiviert, um die Sekundärregelleistung abzulösen, sodass diese wieder zur Verfügung steht **consentec**

Im Falle der Primärregelleistung wird nur Leistungsvorhaltung vergütet, wohingegen bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve zusätzlich Arbeitsabruf verrechnet wird. Bei letzteren werden positive und negative Regelleistung getrennt ausgeschrieben, bei der Primärregelleistung erfolgt die Gebotsabgabe dagegen symmetrisch. Primärregelleistung wird für einen Zeitraum von einer Woche mit derselben Produktlänge ausgeschrieben. Ebenso verhält sich die Ausschreibung der Sekundärregelleistung, allerdings werden hier für zwei Produkte ausge-

geschrieben (HT und NT). Die Minutenreserve wird täglich ausgeschrieben und in Blöcken von vier Stunden vergeben **consentec**

Tabelle 2-3: Eigenschaften der Regelleistungsarten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) (**BNetzA** 2011b, **BNetzA** 2011a, **FNN-VDE** 2009)

	PRL	SRL	MRL
Vergütungsprinzip	Leistungspreis	Arbeitspreis Arbeitspreis	Arbeitspreis Arbeitspreis
Aktivierungsgeschwindigkeit	30sec	5min	15min
Mindestangebot	±1MW	5MW	5MW
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	1 Woche	Täglich (außer Sa, So, Feiertag)
Produktlänge	1 Woche	HT(8 - 20 Uhr), werktags NT(20 - 8 Uhr), werktags + gantz. feiertags	tägl. 6 x 4h-Blöcke
Auktionskriterium	Leistungspreis	Leistungspreis	Leistungspreis
Abruf	Dezentral	Zentral	Abruf vom ÜNB
auktionierte Leistung (Durchschnitt 2013)	±576 MW	-2066 MW (neg) / 2108 MW (pos)	-2578 MW (neg) / 2470 MW (pos)
Pooling	regelzonenintern	regelzonenintern, bis Mindestangebot übergreifend	regelzonenintern bis Mindestangebot übergreifend

Für die Beschaffung der Regelleistung sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Auf dem freien Markt für Regelleistung können alle Teilnehmer, nach Durchlauf eines Präqualifikationsverfahren zum Nachweis der Anforderungen, ein Angebot abgeben, bestehend aus Angebotsgröße, Leistungs- und Arbeitspreis (entfällt für Primärregelleistung). Nach Abschluss der Gebotsabgabe werden die Angebote aufsteigend nach Preisen sortiert (Merit-Order) und entsprechend der benötigten Menge bezuschlagt. Die Vergütung erfolgt in der Höhe des abgegebenen Gebotes („pay-as-bid“).

Die am Markt gehandelten Blockgrößen von Regelleistung müssen nicht durch einzelne Erzeuger gedeckt werden, die Bereitstellung kann auch durch einen Pool verschiedener kleinerer Erzeugungsanlagen gewährleistet werden **consentec**

2.1.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010, in dem die Leitlinien der deutschen Energiepolitik in Form einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung formuliert wurden, bildet die Leitlinie der deutschen Energiepolitik (**Bundesregierung** 2011). Tragendes Element soll demnach der Übergang zu einem auf erneuerbaren Energien beruhendem Energiesystem sein.

Ein zentrales Gesetz auf dem Weg dahin stellt das auf dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) basierende „Gesetz für den Vorrang der erneuerbaren Energien“ (EEG2000) dar, das mittlerweile in der letzten Novelle vom August 2014 vorliegt und den Namen „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ trägt (**stromeinspeisungsgesetz BMJV 2000, BMJV 2014**).

Die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien bleibt weiterhin ein wesentlicher Bestandteil des Gesetzes. Während jedoch bislang eine fixe Einspeisevergütung ebenfalls stets Teil des Gesetzes war, ist mit dem EEG2014 die im EEG2012 eingeführte Direktvermarktung nach Marktprämienmodell verpflichtend (**Gawel; Lehmann 2014**).

In der Direktvermarktung übernimmt der Erzeuger von EE-Strom oder ein von ihm beauftragter Direktvermarkter die Veräußerung der Strommengen. In der Festvergütung haben dies die Netzbetreiber übernommen und der Verbraucher eine feste Vergütung in Höhe des anzulegenden Wertes (AW) bekommen. Die Marktprämie setzt sich nach dem EEG2012 aus dem Spotmarkterlös, der Marktprämie im eigentlichen Sinn und der Managementprämie zusammen. Nach dem EEG2014 existiert die Managementprämie nicht mehr, sondern ist im anzulegenden Wert verrechnet (**BMJV 2014**). Die Marktprämie ihrerseits berechnet sich aus der Differenz des technologiespezifischen mittleren Monatsmarktwertes zum anzulegenden Wert nach Gleichung 2–1.

$$MP = AW - MW_{tech} \quad (2-1)$$

Mit:

$$MW_{tech} = \frac{\sum_h \text{Einspeisemenge}_{tech,h} \cdot \text{Spotmarktpreis}_h}{\sum_h \text{Einspeisemenge}_{tech,h}} \quad (2-2)$$

$$MW_{tech} := \{MW_{WindanLand}, MW_{WindaufSee}, MW_{Solar}\}$$

Die Managementprämie soll hierbei den Aufwand für die Vermarktung (z.B. für die Prognoseerstellung, Handelsanbindung, Personal, etc.) entschädigen (**Reeg et al. 2013**).

Grund für die Einführung einer Marktprämie ist die Anreizung einer Bedarfsorientierung durch Ausrichten an den Preissignalen des Spotmarktes. Die Anreizwirkung wird allerdings in Frage gestellt (**Gawel; Lehmann 2014**).

Ein weiterer wichtiger Aspekt des EEG2014 ist die Vorgabe eines Zielkorridors, in dem der

Ausbau der erneuerbaren Energien vollzogen werden soll. Bei Über- oder Unterschreiten wird die Degression der Fördersätze entsprechend erhöht oder abgesenkt.

2.2 Technische Herausforderungen

2.2.1 Ausgleich dargebotsabhängiger Erzeugung und Last

In Zeiten geringer Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien mussten bei der Synchronisierung von Erzeugung und Last zwei Komponenten im Voraus prognostiziert werden. Die Wahrscheinlichkeit für Kraftwerksausfälle und die Größenordnung der Last mussten festgelegt werden. Die dargebotsabhängige Erzeugung stellt nun eine dritte Komponente dar, welche in das bestehende System integriert werden muss (**Reeg et al. 2013**). Diese führt zu einer steigenden Fluktuation der Residuallast. Die höheren Lastgradienten führen zu gestiegenen Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Kraftwerke, aufgrund häufigeren An- und Abfahrvorgängen. Außerdem ist die Arbeitsgenerierung durch volatile Erzeuger nur eingeschränkt prognostizierbar (**dena 2013**).

Diese Herausforderung lässt sich mit der Erhöhung der Flexibilität des Systems bewältigen. Im Wesentlichen sind in der Wissenschaft hierfür vier Maßnahmen als zielführend angesehen (**dena 2013, ETG-VDE 2012, Sterner; Stadler 2014**):

- der Ausbau des Stromnetzes
- die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und regelbarer EE-Anlagen
- die verbraucherseitige Anpassung der Last (Demand Side Management (DSM))
- der Einsatz von Speichertechnologien

Ein wesentlicher Beitrag zur Flexibilität im Stromversorgungssystem wird durch den Ausbau des Stromnetzes erbracht, der Netzengpässen entgegenwirkt.

Ergänzend rückt die bedarfsorientierte Einspeisung immer stärker in den Fokus. Neben der Steigerung der technisch möglichen An- und Abfahrgradienten von thermischen Kraftwerken sollen auch zunehmend erneuerbare Energien steuerbar einspeisen.

Die verbraucherseitige, zeitliche Anpassung der Last an Produktionsschwankungen stellt eine weitere Maßnahme dar, um Schwankungen durch dargebotsabhängige Elektrizitätserzeugung zu kompensieren.

Desweiteren lassen sich Speichertechnologien zum Ausgleich der Fluktuation einsetzen, die elektrische Energie zu Zeiten eines Stromüberschusses einspeichern, um sie bei geringer Stromerzeugung aus fEE-Anlagen, also höherer Residuallast, wieder ins Netz einzuspeisen.

Letztere und ihr Beitrag zur Steigerung der Flexibilität sollen im Rahmen dieser Arbeit genauer untersucht werden (**dena** 2013).

2.2.2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Durch den wachsenden Marktanteil von erneuerbaren Elektrizitätserzeugern nimmt die Anzahl von konventionellen Kraftwerken, die Systemdienstleistung erbringen können, kontinuierlich ab. Um die Stromversorgung auch in Zukunft sicherzustellen, muss dieser Wegfall kompensiert werden. Erneuerbare Energienanlagen, auch fluktuierender Art, müssen folglich ebenfalls einen Beitrag zur Erfüllung der Systemdienstleistungen bringen (**dena** 2014). Bereits heute tragen regelbare EE-Anlagen, wie beispielsweise Biogasanlagen, zur Netzstabilität bei.

Für fluktuierende erneuerbare Energienanlagen ist eine Teilnahme aus technischer Sicht problemlos möglich (**Brauns et al.** 2014). Herausforderungen ergeben sich allerdings dadurch, dass der Nachweis über die Höhe des erbrachten Regelleistungsabrufs anhand der Abweichung der Einspeisung von einem am Tag zuvor abgegebenen Fahrplan erfolgt. Während für regelbare Erzeugungsanlagen die Fahrplaneinhaltung keine Herausforderung darstellt, bedeutet dies für fluktuierende erneuerbare Energienanlagen, dass aufgrund des dargebotsabhängigen Einspeisecharakters und resultierender Unsicherheiten über die zur Verfügung stehende Einspeiseleistung am nächsten Tag, ein Fahrplan mit deutlich reduzierter Einspeiseleistung abgegeben werden muss.

Die Einhaltung der im Fahrplan definierten Strommengen muss am nächsten Tag unabhängig von der tatsächlich wetterbedingt möglichen Einspeiseleistung erfolgen und bedingt somit eine konstant abgeregelte Fahrweise der Erzeugungsanlage. Da eine reduzierte Einspeisemenge zu ebenfalls reduzierten Erlösen führt, erschwert dies aus ökonomischer Sicht die Teilnahme fluktuierender Anlagen. Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine Nichtnutzung von vorhandenen kostengünstigen Stromerzeugungspotenzialen nicht sinnvoll (**Brauns et al.** 2014).

Aufgrund der zentralen Bedeutung der Regelleistung für einen zuverlässigen Netzbetrieb ist die gesicherte Erbringung von angebotener Regelleistung zwingend erforderlich. Jedoch würde eine Umstellung des Nachweisverfahrens auf ein System, das die erbrachte Regelleistung in Abhängigkeit der möglichen Einspeisemenge bestimmt, eine erhebliche Kostensenkung für die Teilnahme von dargebotsabhängigen Anlagen bedeuten und in der Konsequenz zu sinkenden Kosten für die Regelleistungsvorhaltung führen (**Brauns et al.** 2014 **IWES** 2014).

2.3 Marktwirtschaftliche Herausforderungen

Nach der Liberalisierung des Strommarktes stellt sich vermehrt die Frage, ob die reine Vergütung der Elektrizitätserzeuger anhand der erzeugten Strommenge am Elektrizitätsmarkt ausreicht, um langfristig genügend Anreize für Investitionen in neue Anlagen zu setzen. Vor allem bei einem Kraftwerkspark mit hohem Anteil an EE scheint diese Frage Berechtigung zu besitzen. Die fluktuierenden EE produzieren zu Grenzkosten von näherungsweise Null Euro, was die Angebotskurve in der Merit-Order nach rechts verschiebt und somit bei gleicher Nachfrage den Gleichgewichtspreis senkt. Daher dämpft ein höherer Anteil fluktuierender EE die Börsenpreise am Elektrizitätsmarkt und reduziert die Marge der Erzeuger und damit die Anreize für Investitionen in neue Anlagen (**Konstantin** 2009).

Zusätzlich zum Merit-Order-Effekt führt die zeitgleiche Einspeisung der dargebotsabhängigen EE zu einem weiteren Marktwertverlust. Da die Wetterbedingungen an den Standorten von Anlagen über eine große räumliche Ausdehnung ähnlich sind, stehen stets große Einspeiseleistungen zur selben Zeit zur Verfügung. Diese temporäre Erhöhung des Angebots führt folglich zu einem vorübergehenden Abfall der Börsenpreise. Daher liegen die Erlöse der fluktuierenden EE, insbesondere von Wind, unter dem Jahresdurchschnitt des Börsenpreises (siehe Abbildung 2-4).

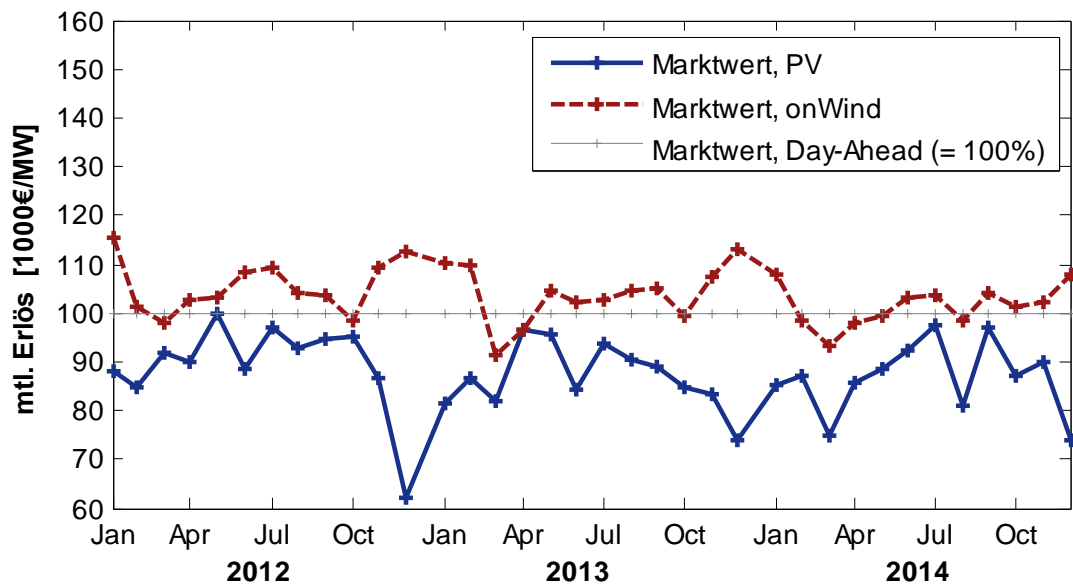


Abbildung 2-4: Relativer Spotmarktwert von Windenergie- (blau) und PV-Anlagen (rot) (basierend auf **ÜNB** 2015c)

Während der Marktwert von Windenergieanlagen schon deutlich unter den des durchschnittlichen Spotmarktwertes sinkt, ist der Marktwert von PV-Anlagen derzeit noch vergleichsweise

hoch, da überwiegend zu Hochpreiszeiten am Mittag eingespeist wird. Mit weiterem Zubau von PV-Anlagen wird ein sinkender Marktwert prognostiziert (**Reeg** 2014).

Sollen also die hohen Förderkosten für EE reduziert werden und sich die fEE durch die Teilnahme am freien Markt refinanzieren können, müssen Möglichkeiten zur Lösung des Refinanzierbarkeitsproblems gefunden werden. Ein Lösungsansatz könnten hierbei Stromspeicher darstellen (**Reeg** 2014).

2.4 Energiespeicher zur Integration erneuerbarer Energien

2.4.1 Beitrag der Energiespeicher zur Integration der EE

Der Zubau von Stromspeichern zu einer Marktlandschaft mit einem hohen Anteil an EE verleiht ihr eine regelbare Charakteristik. Durch die vorübergehende Umwandlung elektrischer Energie in eine andere Energieform, sind diese Speicher fähig, Energie über einen gewissen Zeitraum zu speichern. Dies eröffnet die Möglichkeit, Erzeugungsspitzen zu glätten und elektrische Energie bei Bedarf abzurufen. So kann überschüssige Produktion aus fluktuierenden EE-Anlagen zu einem anderen Zeitpunkt kosteneffizienter genutzt werden.

Die Elektrizitätsspeicher ermöglichen den Ansatz, die fluktuierende Charakteristik der Residuallast bei hohem Anteil an fluktuierenden EE zu vergleichmäßigen und so den Verlauf zu erreichen, wie er bei einem konventionellen Kraftwerkspark besteht. Das grundlegende Prinzip dahinter ist, dass Einspeichern von elektrischer Energie zu einer Nachfrageerhöhung führt und somit zu einem Anstieg des Preises, was im Bezug auf einen hohen EE-Anteil bei einem Zeitpunkt hoher dargebotsabhängiger Stromeinspeisung (geringe Residuallast) sinnvoll erscheint. Die Entladung der Speicher hingegen erhöht das Angebot am Markt und senkt dadurch den Gleichgewichtspreis (**Reeg** 2014).

2.4.2 Einordnung dezentraler Energiespeicher

Energiespeicher lassen sich nach Speichertechnologie, nach zeitlichen Kriterien oder nach räumlichen Kriterien aufteilen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf dezentralen Kurzfriststromspeicher (**Sternner; Stadler** 2014). Abbildung 2-5 gibt einen Überblick der Energiespeichertechnologien nach Speicherkapazität und Speicherzeitraum.

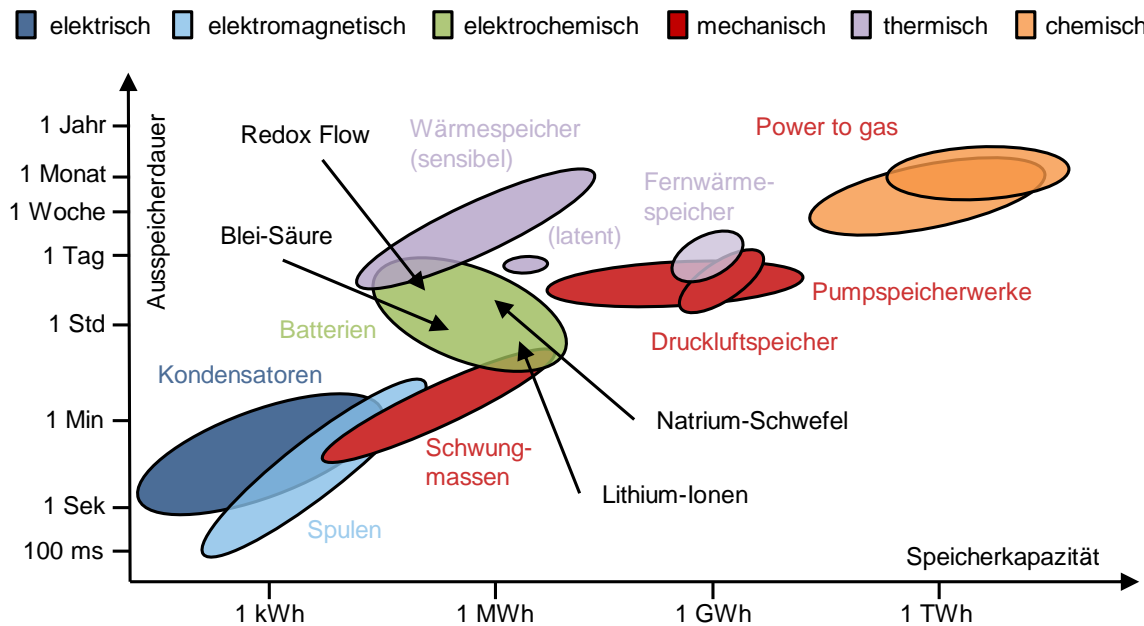


Abbildung 2-5: Einordnung von Energiespeichertechnologien nach Speicherkapazität und Speicherzeitraum (nach **Sterner; Stadler** 2014)

Dezentrale Energiespeicher zeichnen sich primär durch ihren anlagennahen Standort aus. Eher gehen meist geringe Speicherkapazitäten sowie geringe Kostendegression durch Skaleneffekte. Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Stromspeichereinheiten, je nach Vermarktungsweg, auch direkt an den Anlagenstandorten den erneuerbaren Energienanlagen zugeordnet sein. Die Wahl der dezentralen und kurzfristigen Stromspeicher fällt auf die Batterientechnologien. Nach (**Sterner; Stadler** 2014 und **ETG-VDE** 2009) werden hierbei Blei-Säure, Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel- und Vanadium-Redoxflow-Batterien gewählt.

3 Modellierung eines Stromspeichers

Das nachfolgende Kapitel dient der Beschreibung der in dieser Arbeit verwendeten Modellierung von Stromspeicher. Die Modellierung stellt sowohl die Grundlage für die Berechnungen im Zuge der nachfolgenden IST-Datenanalyse in Kapitel 4 als auch zur Implementierung eines Speicheragenten in AMIRIS in Kapitel 5 dar. Es unterteilt sich in die technische und ökonomische Abbildung der Speicherfunktionen, die Parametrisierung von dezentralen Stromspeichertechnologien sowie eine Ausarbeitung von Speicherstrategien in Abhängigkeit der Vermarktungswege. Die Parametrisierung umfasst hierbei Werte des Jahres 2013, die den aktuellen Stand der Technik repräsentieren, sowie prognostizierte Werte für das Jahr 2023, die erwartete technische und ökonomische Entwicklungen der Stromspeichertechnologien erfassen. Die Speicherstrategien beinhalten im Detail die Bestimmung einer optimalen Betriebsstrategie zur Teilnahme von Stromspeicher am Day-Ahead Spotmarkt, eine Betriebsstrategie zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten unter Berücksichtigung der technischen Voraussetzungen sowie ein Einsatz der Stromspeicher zur Vermarktungsoptimierung der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbare Energienanlagen nach dem Prinzip des regenerativen Kombikraftwerks (**Mackensen; Rohrig; Emanuel** 2008).

3.1 Abbildung der Speicherprozesse

Die Abbildung der Funktionen eines Stromspeichers gliedert sich in die zwei Bereiche technische Modellierung des Speicherbetriebes und dessen Restriktionen sowie die ökonomische Modellierung. Die technische Modellierung des Stromspeichers ist in die drei Prozesse Einspeicher-, Speicher- und Ausspeichervorgang unterteilt (**Sterner; Stadler** 2014, **Hartmann et al.** 2012), deren Abbildung unter Berücksichtigung der Betriebsrestriktionen des Stromspeichers erfolgt. Die ökonomische Betrachtung wird bilanziell in Speicheraufwand und -erlös unterschieden.

3.1.1 Technische Modellierung

In Abbildung 3-1 sind für die drei Prozesse des Stromspeichers schematisch die in den Speicheragenten ein- und ausgehenden elektrischen Energiemengen $E_i = \{E_{in}, E_{out}\}$, die Verluststrommengen $E_{loss,i} = \{E_{loss,c}, E_{loss,sd}, E_{loss,d}\}$ und die daraus resultierenden Stromflüsse dargestellt. Desweiteren sind die zur Modellierung des Speicherbetriebes und dessen Restriktionen notwendige Parameter aufgeführt.

Im Einspeichervorgang wandelt die Leistungseinheit des Speichers gemäß Gleichung 3–1 verlustbehaftet die eingehende elektrische Energiemenge E_{in} in Speicherenergie $E_{stor,in}$ um.

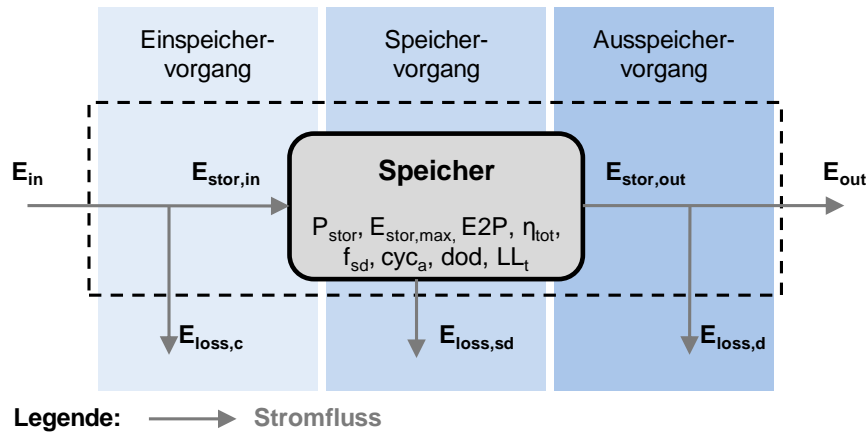


Abbildung 3-1: Eingangs- und Ausgangsströme der Speichermodellierung sowie notwendige Parameter

Bei der in dieser Arbeit betrachteten Auswahl an kurzfristigen dezentralen Speicheranlagen erfolgt die Speicherung in Form von gebundener chemischer Energie (vergleiche Kapitel 2.4). Die Energiemenge $E_{stor,in}$ ist durch die Einspeicherleistung P_{stor} und die Einspeicherdauer ΔT_{in} festgelegt. Die Einspeicherleistung kann frei zwischen $P_{stor} = 0$ und der maximalen Speicherleistung $P_{stor} = P_{stor,max}$ gewählt werden, die abhängig von der installierten Speichereinheit ist. Für die hier durchgeführte Modellierung wurde eine stündliche Auflösung gewählt ($\Delta T_{in} = 1$).

$$E_{in} = E_{stor,in} + E_{loss,c} = E_{stor,in} \cdot \frac{1}{\eta_c} = P_{stor} \cdot 1 \cdot \frac{1}{\eta_c} \quad (3-1)$$

Die Verlustenergiemenge des Einspeicherprozesses $E_{loss,c}$ berücksichtigt sowohl Wandlungsverluste als auch Verluste aufgrund von Nebenreaktionen an den Elektroden (Selbstentladung). Der technologieabhängige Einspeicherwirkungsgrad η_c setzt sich somit aus dem Gesamtwirkungsgrad eines Zyklus' η_{tot} und dem Selbstentladefaktor f_{sd} zusammen, der die stündliche Entlademenge prozentual zur Speicherenergiemenge angibt (Gleichung 3-2).

$$\eta_c = \eta_d = \sqrt{\eta_{tot}} \cdot \left(1 - \frac{f_{sd}}{100}\right) \quad (3-2)$$

Es wird vereinfachend angenommen, dass der Wirkungsgrad des Einspeichervorgangs η_c dem des Ausspeichervorgangs η_d entspricht (ETG-VDE 2012).

Anschließend wird im Speichervorgang die Energie in chemisch gebundener Form gespeichert. Hierbei treten erneut Verluste durch Selbstentladung proportional zur eingespeicherten Energiemenge $E_{stor,t}$ zur Stunde t auf, die je nach Speichertechnologie variieren. Folglich verringert sich nach Abschluss des Einspeichervorgangs ab dem Zeitpunkt $(t_{in} + 1)$ die Einspeichermenge $E_{stor,in}$ über den Speicherzeitraum ΔT_{stor} stetig, bis zu Beginn des Ausspeichervorgangs (t_{out})

noch die Energiemenge $E_{stor,out}$ nach Gleichung 3–3 zur Verfügung steht.

$$E_{stor,out} = E_{stor,in} - \sum_t^{T_{stor}} E_{loss,sd} = E_{stor,in} \cdot \left(1 - \frac{f_{sd}}{100}\right)^{T_{stor}} \quad (3-3)$$

Mit:

$$\Delta T_{stor} = t_{out} - (t_{in} + 1) \quad (3-4)$$

Beim den Speicherprozess abschließenden Ausspeichervorgang treten analog zum Einspeichervorgang Wandlungsverluste auf (Gl. 3–5). Es wird angenommen, dass die maximale Einspeicherleistung der maximalen Ausspeicherleistung entspricht.

$$E_{out} = E_{stor,out} - E_{loss,d} = E_{stor,out} \cdot \eta_d = P_{stor} \cdot 1 \cdot \eta_d \quad (3-5)$$

Die maximale Strommenge für einen Einspeicher- und Ausspeichervorgang ist durch die maximale Speicherleistung $P_{stor,max}$ über eine Stunde $\Delta t = 1$ begrenzt, die durch die Größe der installierten Speichereinheit festgelegt ist. Ein weitere Restriktion stellt für den Ausspeichervorgang die verfügbare Strommenge im Speicher in dieser Stunde dar. Beim Einspeichervorgang ist die zur Einspeicherung verfügbare Strommenge $E_{in,max}$ nur begrenzt, wenn der Speicher direkt mit der Erzeugungsleistung $E_{EE,max}$ von definierten erneuerbaren Energienanlagen verknüpft ist (Gl. 3–6). Durch die Aktivierung der Alternative des börslichen Zukaufs von Strom wird diese Restriktion aufgehoben, sodass die installierte Speicherleistung die einzig limitierende Größe für die maximale Einspeicherstrommenge darstellt.

$$E_{in,max} = \min((P_{stor,max} \cdot 1), E_{EE,max}) \quad (3-6)$$

Die maximal speicherbare Menge elektrischer Energie ist durch die Kapazität der Speichereinheit $E_{stor,max}$ begrenzt. Aus der Speicherleistung und der Kapazität lässt sich das E2P-Verhältnis gemäß Gleichung 3–7 bestimmen (Sterner; Stadler 2014).

$$E2P = \frac{E_{stor,max}}{P_{stor,max}} \quad (3-7)$$

Der Ladezustand des Stromspeichers LL_t zum Zeitpunkt t wird relativ zur Kapazität des Speichers angegeben (Gl. 3–8).

$$LL_t = \frac{E_{stor,t}}{E_{stor,max}} \quad (3-8)$$

Wie in Kapitel 2.4 beschrieben, existieren für bestimmte Speichertechnologien Beschränkungen bei der maximalen Entladetiefe dod . Um dies zu Berücksichtigen wird die installierte Größe der Speichereinheit des Stromspeichers $E_{stor,max,inst}$ separat nach Gleichung 3–9 berechnet.

Aufgrund einer größeren Speichereinheit bei einer maximalen Entladetiefe unter 100 % für einen definierte Kapazität entstehen höhere Investitionskosten für diese Technologie.

$$E_{stor,max,inst} = \frac{E_{stor,max}}{dod} \quad (3-9)$$

Die Lebensdauer eines Stromspeichers ist neben der kalendarischen Alterung auch durch eine maximale Anzahl an Speicherzyklen begrenzt. Die Abhängigkeit der maximalen Anzahl an Speicherzyklen von einer Vielzahl interdependenter Faktoren (z.B. Entladetiefe, Temperatur, etc. **Sterner; Stadler** 2014) wird bei der Modellierung nicht berücksichtigt. Stattdessen wird ein Speicherzyklus vereinfachend als die Energiemenge angenommen, die einem vollständigen Lade- und anschließendem verlustfreien Entladevorgang ohne Selbstentladung entspricht. Die Anzahl der Speicherzyklen cyc_T bis zum Zeitpunkt T ergibt sich nach Gleichung 3–10. Der Ansatz kann als konservativ angesehen werden, da die maximale Zyklenzahl bei einem optimierten Betrieb mit Teilladezuständen deutlich höher ausfallen kann (**Sterner; Stadler** 2014).

$$cyc_T = \sum_t^T \frac{E_{stor,in,t} + E_{stor,out,t} + E_{loss,sd}}{2 \cdot E_{stor,max}} = \sum_t^T \frac{E_{stor,in,t}}{E_{stor,max}} \quad (3-10)$$

3.1.2 Ökonomische Modellierung

In Abbildung 3-2 sind die zur ökonomischen Modellierung eines Stromspeichers notwendigen erlös- und aufwandsseitigen Kapitalflüsse sowie die zur Berechnung benötigten Parameter dargestellt.

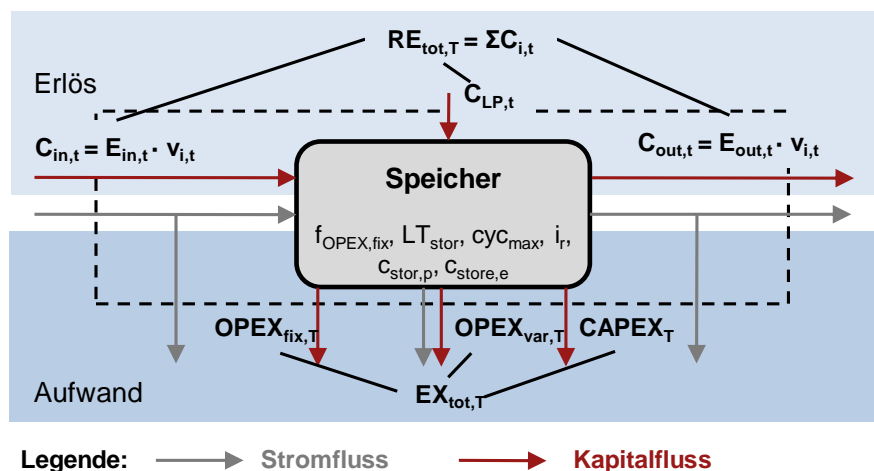


Abbildung 3-2: Erlös- und aufwandsseitige Kapitalflüsse sowie Parameter der Speichermodellierung

Die Speichererlöse $RE_{tot,T}$ bis zum Zeitpunkt T setzen sich nach Gleichung 3–11 aus der Summe aller Zahlungsreihen $C_{i,t}$ in Abhängigkeit des Vermarktungsweges i und des Zeitpunktes

t zusammen, die beim Einsatz des Stromspeichers auftreten (beispielsweise am Day-Ahead Spotmarkt oder den Regelenenergiemärkten).

$$RE_{tot,T} = \sum_t^T C_{i,t} \quad (3-11)$$

Außer der Zahlungsreihe $C_{LP,t}$, die aus bezuschlagten Geboten zur Leistungsvorhaltung an den Regelenenergiemärkten resultiert und somit lediglich leistungsabhängig ist, werden die Zahlungsreihen $C_{i,t}$ durch die mit dem Speicherbetrieb verbundenen Stromflüsse des Einspeicher- $E_{in,t}$ und Ausspeicherprozesses $E_{out,t}$ hervorgerufen sowie den spezifischen monetären Werte der elektrischen Energie $v_{i,t}$ (Gl. 3-12).

$$\sum_t^T C_{i,t} = \sum_t^T E_{out,t} \cdot v_{i,t} + \sum_t^T -1 \cdot E_{in,t} \cdot v_{i,t} \quad (3-12)$$

Die Strommengen sind entsprechend der Flussrichtung vorzeichenbehaftet, sodass der Strombezug im Einspeichervorgang negativ ist. Die spezifischen monetäre Werte $v_{i,t}$ sind abhängig vom Vermarktungsweg und entsprechen beispielsweise beim Einsatz am Day-Ahead Spotmarkt dem aktuellen Börsenpreis der Stunde t ($v_{i,t} = v_{DA,t}$). Eine detaillierte Beschreibung der Berechnung der Zahlungsreihen in Abhängigkeit der Vermarktungswege und der Speicherbetriebsstrategie erfolgt in Kapitel 3.3.

Die aufwandseitige Modellierung der Stromspeicher erfolgt nach dem ganzheitlichen Ansatz der Vollkosten (**Poonpun; Jewell 2008, ETG-VDE 2009**). Vollkosten beinhalten den gesamten Aufwand $EX_{tot,T}$ eines Stromspeichers über die Lebensdauer der jeweiligen Speichertechnologie, die anschließend paritätisch verteilt und bis zum betrachteten Zeitpunkt T aufsummiert wird.

Im Detail setzen sie sich aus den mittels Annuitätenmethode bestimmten Investitionskosten ($CAPEX_T$) und den jährlichen Betriebskosten ($OPEX_T$) zusammen. Die Betriebskosten werden desweiteren in einem variablen ($OPEX_{var,T}$) und einem fixen Anteil ($OPEX_{fix,T}$) subsumiert (Gl. 3-13) (**ETG-VDE 2009**).

$$EX_{tot,T} = CAPEX_T + OPEX_{fix,T} + OPEX_{var,T} \quad (3-13)$$

Die variablen Betriebskosten $OPEX_{var,T}$ ergeben sich aus der Summe der im Zuge des Speicherbetriebs zu einem Zeitpunkt t auftretenden Energieverlustströme $\sum_{i,t}^T E_{loss,i,t}$, die mit dem spezifischen monetären Werten $v_{i,t}$ abhängig des Vermarktungsweges i und dem Zeitpunkt

t gewichtet werden (Gl. 3–14).

$$OPEX_{var,T} = \sum_{i,t}^T E_{loss,i,t} \cdot v_{i,t} \quad (3-14)$$

Energieverlustströme $E_{loss,i,t}$ zu einem Zeitpunkt t können hierbei entweder in Form von Wandlungsverlusten im Einspeicherprozess $E_{loss,c}$ (Gl. 3–1), im Auspeicherprozess $E_{loss,d}$ (Gl. 3–5) oder aufgrund von Verlusten aus Selbstentladung im Speicherprozess $E_{loss,sd}$ (Gl. 3–3) auftreten.

Für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen fallen unabhängig der Speicherstrommengen fixe jährliche Betriebskosten $OPEX_{fix,T=8760}$ an. Sie werden mittels des Faktors $f_{OPEX_{fix}}$, der die Kosten als prozentualen Anteil der anfänglichen Gesamtinvestitionskosten C_0 beschreibt, nach Gleichung 3–15 bestimmt.

$$OPEX_{fix,T} = f_{OPEX_{fix}} \cdot C_0 \cdot \frac{T}{8760} \quad (3-15)$$

Die anfänglichen Investitionskosten C_0 zur Bestimmung von $CAPEX_T$ setzen sich aus den spezifischen Kosten für die Leistungseinheit $c_{stor,P}$ und die Speichereinheit $c_{stor,E}$ abhängig der installierten Speicherleistung und -kapazität zusammen (Gl. 3–16).

$$C_0 = c_{stor,P} \cdot P_{stor,max} + c_{stor,E} \cdot E_{stor,max,inst} \quad (3-16)$$

Die Annuität der Investitionskosten $CAPEX_T$ unterteilen sich in eine Zahlungsreihe für die Leistungseinheit $CAPEX_{T,P}$ und eine für die Speichereinheit $CAPEX_{T,E}$, die mit Hilfe der Annuitätsfaktoren (AF_P und AF_E) berechnet werden (Gl. 3–17) (Poonpun; Jewell 2008). Der Annuitätsfaktor wird in Abhängigkeit der Lebensdauer der betrachteten Speichereinheit (LT_P oder LT_E) und einem kalkulatorischen Zinssatz IR determiniert (Gl. 3–19).

$$CAPEX_T = (CAPEX_{T,P} + CAPEX_{T,E}) \cdot \frac{T}{8760} \quad (3-17)$$

Mit:

$$\begin{aligned} CAPEX_{T,P} &= (c_{stor,P} \cdot P_{stor,max}) \cdot AF_P \\ CAPEX_{T,E} &= (c_{stor,E} \cdot E_{stor,max,inst}) \cdot AF_E \end{aligned} \quad (3-18)$$

Und:

$$\begin{aligned} AF_P &= \frac{(1 + IR)^{LT_P} \cdot IR}{(1 + IR)^{LT_P} - 1} \\ AF_E &= \frac{(1 + IR)^{LT_E} \cdot IR}{(1 + IR)^{LT_E} - 1} \end{aligned} \quad (3-19)$$

Die Lebensdauer der Leistungseinheit LT_P ist lediglich technologie- und zeitabhängig ($LT_{P,cd}$).

Die Lebensdauer der Speichereinheit ist hingegen auch Abhängig von der Betriebsweise des Stromspeichers und wird durch die kalendarische Lebensdauer $LT_{E,cd}$ festgelegt oder durch Erreichen der maximalen Zyklenzahl cyc_{max} . Die Gleichung 3–20 fasst dies zusammen.

$$LT_P = LT_{P,cd} LT_E = \min(LT_{E,cd}, \frac{cyc_{max}}{cyc_{T=8760}}) \quad (3-20)$$

3.2 Parametrisierung dezentraler Stromspeichertechnologien

Gemäß Kapitel 2.4.2 werden im Rahmen dieser Arbeit dezentrale Stromspeicher betrachtet, die dem ebenfalls dezentralen Charakter der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien entsprechen (**Sternner; Stadler** 2014). Desweiteren wurde die Auswahl auf Kurzzeitspeicher mit einer Speicherdauer von wenigen Minuten bis hin zu einem Tag begrenzt. Als hierfür geeignete Technologieklasse ergeben sich elektrochemische Stromspeicher. Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen technischen und ökonomischen Eigenschaften der existierenden elektrochemischen Stromspeicher werden die folgenden vier Technologien betrachtet:

- Blei-Säure-Batterie (PbS),
- Lithium-Ionen-Batterie (Li-Ion),
- Vanadium-Redoxflow-Batterie (V-RF),
- Natrium-Schwefel-Batterie (NaS).

Die Stromspeichertechnologien werden gemäß dem vorherigen Abschnitt 3.1 parametrisiert, wobei zu erst Parameterwerte des Jahres 2013 betrachtet werden, die den aktuellen Stand der Technik repräsentieren. Technische und ökonomische Entwicklungspotenziale der Technologien und daraus resultierende Veränderungen der Parameter werden im Anschluss anhand prognostizierter Werte für das Jahr 2023 diskutiert.

Beim Vergleich von technischen und ökonomischen Parameter verschiedener Studien ist zu beachten, dass die Speicherparameter nicht unabhängig voneinander sind und in einem weiten Bereich variieren. Beispielsweise lässt sich die technologieabhängige maximale Anzahl an Speicherzyklen bei erhöhter Material- und Fertigungsqualität des Stromspeichers steigern, was jedoch zu deutlich höheren Investitionskosten führt (**ETG-VDE** 2012). Um die Parametrisierung der Stromspeichertechnologien konsistent zu halten, basieren die zur Modellierung verwendeten Werte deshalb weitestgehend auf einer Studie (**Sauer; Lunz; Magnor** 2013). Lediglich die kalendarische Lebensdauer der Leistungseinheit $LT_{P,cd}$ und der Betriebskostenfaktor $f_{OPEX_{fix}}$ entstammen einer weiteren Studie (**ETG-VDE** 2012).

3.2.1 Stand der Technik im Jahr 2013

Die Tabelle 3-2 bietet für die betrachteten elektrochemischen Stromspeichertechnologien Blei-Säure-, Lithium-Ionen-, Vanadium-Redoxflow- und Natrium-Schwefel-Batterie einen Überblick der Parameter zur modelltechnischen Abbildung des Stromspeichereinsatzes.

Hierbei sei angemerkt, dass elektrochemische Stromspeicher nicht aus separaten Lade-, Speicher- und Entladeeinheiten bestehen, sondern alle Funktionseinheiten zusammen das technische System Stromspeicher bilden. Trotz der separaten Berechnung der Investitionskosten für Leistungs- und Speichereinheit ist die Dimensionierung beider somit nicht unabhängig voneinander möglich. Eine Ausnahme bildet hierbei die Vanadium-Redoxflow-Batterie, die separate Wandlungs- und Speichereinheiten besitzt und für die diesbezüglich keine Einschränkungen existieren.

Tabelle 3-2: Übersicht der Speicherparameter für die elektrochemischen Stromspeichertechnologien Blei-Säure- (PbS), Lithium-Ionen- (Li-Ion), Vanadium-Redoxflow- (V-RF) und Natrium-Schwefel-Batterie (NaS) basierend auf dem Jahr 2013 (Sauer; Lunz; Magnor 2013, ETG-VDE 2012, Sterner; Stadler 2014)

2013			PbS	Li-Ion	V-RF	NaS
Gesamtwirkungsgrad	η_{tot}	%	73	83	75	72
max. Entladetiefe	dod	%	70	100	100	90
Selbstentladung	f_{sd}	%/d	0,13	0,13	0,01	15,00
max. Anzahl Speicherzyklen	cyc_{max}	#	1.250	3.000	10.000	7.500
kalendarische Lebensdauer						
Speichereinheit	$LT_{E,cd}$	a	10	12,5	13	18
Leistungseinheit	$LT_{P,cd}$	a	25	25	25	25
Investitionskosten						
Speichereinheit	$c_{stor,E}$	€/kWh	175	550	400	500
Leistungseinheit	$c_{stor,P}$	€/kW	175	175	1.250	175
Betriebskostenfaktor	$f_{OPEX_{fix}}$	% c_0/a	1,0	1,0	1,0	1,0

Für alle Technologien einheitlich werden die fixen Betriebskosten für beispielsweise Wartung und Personal in Höhe von $f_{OPEX_{fix}} = 1,0\%c_0/a$ der anfänglichen Investitionskosten angenommen.

Blei-Säure-Batterie

Das Blei-Schwefelsäure-System (PbS-Batterie) ist eine etablierte, technisch ausgereifte Spei-

chertechnologie, die bereits heute in großer Stückzahl, insbesondere für die Automobilbranche, produziert wird. Resultierend hieraus sind die Investitionskosten für die Speichereinheit mit $c_{stor,E} = 175 \text{ €/kWh}$ vergleichsweise niedrig. Die Investitionskosten des Umrichters (Leistungseinheit) belaufen sich auf $c_{stor,P} = 175 \text{ €/kW}$.

Für den Zykluswirkungsgrad der PbS-Batterie wird mit $\eta_{tot} = 73\%$ ein eher konservativer Wert angenommen. Andere Studien gehen hier von höheren Werten zwischen $\eta_{tot} = 75\%$ und 80% aus (ETG-VDE 2012). Die Lebensdauer von PbS-Batterien ist stark abhängig von der Betriebsführung. Bei einer hohen Entladetiefe reduziert sich die Zyklenzahl auf ca. die Hälfte gegenüber einem stetigen Betrieb im Teilladezustand (Sternner; Stadler 2014). Durch die maximale Entladetiefe von $dod = 70\%$ und einer dementsprechend größeren Dimensionierung der Speichereinheit nach Gleichung 3–9 wird dieser Aspekt berücksichtigt. Die maximale Zyklenzahl (auch Zyklenfestigkeit genannt) ist mit 1.250 Zyklen jedoch auch ohne Tiefenentladung die niedrigste der betrachteten Technologien und verkürzt bei einem täglichen Betrieb die kalendarische Lebensdauer der Speichereinheit von 10 Jahren auf eine reale Lebensdauer von unter 4 Jahren.

Lithium-Ionen-Batterie

Unter dem Begriff Lithium-Ionen-Batterie werden mehrere verschiedene Zellchemiekombinationen aggregiert, wobei allen gemein ist, dass die negative Elektrode bei einer Entladung als Quelle für Lithium-Ionen dient. Ein durch die WEMAG AG 2014 in Schwerin in Betrieb genommener Stromspeicher besitzt beispielsweise Lithium-Manganoxid-Zellen (BMW 2014b). Die Materialkombination ist gegenwärtiger Teil der aktiven Forschung, weshalb anzunehmen ist, dass hier in Zukunft neue Kombinationen entwickelt werden (Sternner; Stadler 2014).

Aufgrund der hohen spezifischen Energiedichte und dem niedrigen spezifischen Gewicht werden Lithium-Ionen-Batterie millionenfach in der Konsumerelektronik eingesetzt, finden jedoch auch Anwendung im Stromsektor, wie obiges Beispiel zeigt. Für stationäre Anwendungen von Stromspeichern, wie es im Stromsektor die Regel ist, spielt das spezifische Gewicht allerdings eine untergeordnete Rolle.

Da bei Li-Ionen-Batterien die Gefahr eines thermischen Durchgehens (thermal runaway) mit einer Zerstörung der Batterie in der Folge besteht, ist ein aktives Batteriemanagementsystem zur Steuerung und Überwachung erforderlich. Aufgrund der in dieser Arbeit betrachteten Anwendung im Stromsektor, bei der die Regelbarkeit des Speichers ein wesentlicher Aspekt ist, wird davon ausgegangen, dass die erforderlichen kommunikationstechnischen Einrichtungen zur Überwachung vorhanden sind und keine zusätzlichen Kosten verursachen.

Mit $\eta_{tot} = 83\%$ weisen Li-Ionen-Batterien den höchsten Gesamtwirkungsgrad auf und mit einer maximalen Zyklenzahl von $cyc_{max} = 3.000$ eine höhere Zyklenfestigkeit als PbS-Batterien

(**Sauer; Lunz; Magnor** 2013). Auch bei der Li-Ionen-Batterie existiert eine starke Abhängigkeit der Zyklenfestigkeit. Durch Vermeiden von Tiefenentladung unter eine Entladetiefe von 80 % lässt sich die maximale Zyklenzahl signifikant steigern (**Sternner; Stadler** 2014). Aufgrund fehlender ökonomischer Werte in (**Sternner; Stadler** 2014) wird auf die Angabe von $dod = 100\%$ aus (**Sauer; Lunz; Magnor** 2013) zurückgegriffen. Die Investitionskosten für die Speichereinheit belaufen sich hier auf $c_{stor,E} = 550 \text{ €/kWh}$. Die Investitionskosten der Leistungseinheit sind $c_{stor,P} = 175 \text{ €/kWh}$.

Sowohl weitere Studien weisen hierbei auf die große Varianz der Parameter hin (**ETG-VDE** 2009, **Kondziella** et al. 2013, **Poonpun; Jewell** 2008), als auch das aktuelle Beispiel des 2014 erbauten Lithium-Ionen-Speicher der WEMAG AG.

Mit 5 MW Leistung und 5 MWh Kapazität wurden hierfür Gesamtinvestitionskosten von ca. 7 Mio. € angegeben und damit annähernd doppelt so hohe Kosten wie eine Berechnung gemäß Tabelle 3-2 ergibt (rund 3,6 Mio. €) (**BMWi** 2014b). Allerdings beinhalten die Kosten ein Vollwartungsvertrag für 20 Jahre mit dem Hersteller der verwendeten Lithium-Manganoxid-Zellen Samsung SDI und somit eine garantierte Speicherlebensdauer unabhängig der Anzahl der Speicherzyklen. Gemäß Aussage der Betreiber ermöglicht insbesondere diese Garantie einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers am Primärregelleistungsmarkt.

Vanadium-Redoxflow-Batterie

Aufgrund der Trennung der Lade- und Entladeeinheit von der Speichereinheit, ist die Redoxflow-Batterie die einzige elektrochemische Speichertechnologie, bei der sich Leistung und Kapazität frei wählen lassen (**Sternner; Stadler** 2014). In Japan und den USA werden bereits Vanadium-Redoxflow-Batterien zum Lastspitzenausgleich und zur Spannungsstützung genutzt.

In zwei separaten Kreisläufen lassen sich die Elektrolyte, meist für beide Kreisläufe Vanadium, bei einem Ein- oder Ausspeicherprozess von den Elektrolyttanks zur Leistungseinheit pumpen, wo ein Ladungsaustausch erfolgt. Aufgrund der Peripherie (Pumpen, Leitungen, Ventile und Wärmetauscher) sind die Investitionskosten für die Leistungseinheit mit $c_{stor,P} = 1.250 \text{ €/kW}$ sehr hoch. Zusätzlich werden Investitionskosten für die Elektrolyttanks (Speichereinheit) in Höhe von $c_{stor,P} = 400 \text{ €/kWh}$ angenommen.

Während der Wirkungsgrad der Redoxflow-Zellen mit rund 90 % relativ hoch ist, beläuft sich der Gesamtwirkungsgrad auf lediglich rund $\eta_{tot} = 75\%$ bedingt durch den Energiebedarf der Pumpen und Wärmeverluste über die Peripheriegeräte. Redoxflow-Batterien haben keine Einschränkungen hinsichtlich der Tiefenentladung und weisen eine sehr hohe Zyklenfestigkeit auf, die ebenfalls keine Einschränkungen innerhalb der kalendarischen Lebensdauer erwarten lässt.

Natrium-Schwefel-Batterie

Die Natrium-Schwefel-Batterie stellt im Gegensatz zu den vorangegangenen Technologien eine Hochtemperaturbatterie dar, die eine Betriebstemperatur von über 300°C benötigt (**Sterner; Stadler** 2014). Bei dieser Temperatur liegen die Elektroden, Natrium und Schwefel, in flüssiger Form vor und der elektrochemische Energiespeicher steht für Speicherprozesse bereit. Während im Betrieb die entstehende Reaktionswärme zur Aufrechterhaltung der benötigten Betriebstemperatur genügt, ist für die Ruhephasen ein Heizsystem und folglich ein Batteriemanagementsystem zur Steuerung notwendig. Es wird angenommen, dass das Batteriemanagementsystem in den angegebenen Investitionskosten $c_{stor,E} = 500 \text{ €/kWh}$ enthalten ist.

Der Gesamtwirkungsgrad wird mit $\eta_{tot} = 72\%$ als vergleichsweise niedrig angenommen. Dies resultiert aus dem Betrieb der thermischen Heizung in Ruhephasen, der in den Gesamtwirkungsgrad eingerechnet wird. Die Zyklenfestigkeit der NaS-Batterie ist abhängig der Entladetiefe, wobei insbesondere Tiefenentladungen mit einer ausgespeicherten Strommenge von über 90% der Speicherkapazität einen negative Einfluss haben. Um dies zu vermeiden, wird eine Entladetiefe von $dod = 90\%$ angenommen. In der Folge ist bei einer maximalen Anzahl an Speicherzyklen von $cyc_{max} = 7.500$ über die kalendarische Lebensdauer von 18 Jahren auch bei täglichem Betrieb keine Einschränkung zu erwarten.

Die Selbstentladung in Höhe von f_{sd} spielt für elektrochemische Stromspeicher, die in der Regel einer Speicherzeitraum von unter einem Tag aufweisen, keine Rolle. Eine Ausnahme stellt die NaS-Batterie dar, da aufgrund der Betriebstemperatur von ca. 300°C und resultierender thermischer Verluste Reaktionen zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur ablaufen müssen. Dies führt zu einer Selbstentladung bei einem Tag Stillstand von $f_{sd} = 15\%/d$.

3.2.2 Prognostizierte Entwicklungen bis zum Jahr 2023

Zur Berücksichtigung der zukünftig zu erwartenden technischen und ökonomischen Entwicklungen der Stromspeicher werden in Tabelle 3-2 die prognostizierten Speicherparameterwerte für das Jahr 2023 gelistet (**Sauer; Lunz; Magnor** 2013).

Tabelle 3-2: Übersicht der für 2023 prognostizierten Speicherparameter für die betrachteten Stromspeichertechnologien (**Sauer; Lunz; Magnor 2013, ETG-VDE 2012**)

2023			PbS	Li-Ion	V-RF	NaS
Gesamtwirkungsgrad	η_{tot}	%	76	88	78	81
max. Entladetiefe	dod	%	80	100	100	90
Selbstentladung	f_{sd}	%/d	0,10	0,10	0,01	7,50
max. Anzahl Speicherzyklen	cyc_{max}	#	2.500	6.000	10.000	7.500
kalendarische Lebensdauer						
Speichereinheit	$LT_{E,cd}$	a	14	17,5	18	22
Leistungseinheit	$LT_{P,cd}$	a	25	25	25	25
Investitionskosten						
Speichereinheit	$c_{stor,E}$	€/kWh	100	275	200	200
Leistungseinheit	$c_{stor,P}$	€/kW	125	125	1.000	125
Betriebskostenfaktor	$f_{OPEX_{fix}}$	% c_0 /a	1,0	1,0	1,0	1,0

Blei-Säure-Batterie

Der wichtigste technische Fortschritt bei der Weiterentwicklung der Blei-Säure-Batterie wird bei der Steigerung der maximalen Speicherzyklenzahl auf $cyc_{max} = 2.500$ gesehen. Desweiteren wird trotz der Tatsache, dass die PbS-Batterie eine etablierte Technologie darstellt, eine Wirkungsgradsteigerung auf $\eta_{tot} = 76\%$ erwartet. Ökonomische Entwicklungen lassen sich durch vollautomatisierte Fertigungsverfahren realisieren in Folge dessen die Investitionskosten auf rund $c_{stor,E} = 100$ €/kWh fallen (**Sauer; Lunz; Magnor 2013**).

Für die Investitionskosten des Umrichters werden in Zukunft $c_{stor,P} = 125$ €/kWh prognostiziert. Dies gilt für alle Speichertechnologien außer den Vanadium-Redoxflow-Batterien.

Lithium-Ionen-Batterie

Ähnlich wie bei der Blei-Säure-Batterie werden bei der Lithium-Ionen-Batterie Steigerungen des Wirkungsgrades und der maximalen Zyklenzahl erwartet. In Folge der aktuellen Forschung bezüglich einer neuen Zellchemie wird desweiteren eine signifikante Reduktion der Investitionskosten für die Speichereinheit auf $c_{stor,E} = 275$ €/kWh erwartet (**Sauer; Lunz; Magnor 2013**).

Vanadium-Redoxflow-Batterie

Aufgrund der bereits ausreichend hohen Zyklenfestigkeit werden bei der Vanadium-Redoxflow-Batterie insbesondere Potenziale zur Senkung der Investitionskosten angestrebt.

Während eine Reduktion der Investitionskosten für die Speichereinheit auf $c_{stor,E} = 275 \text{ €/kWh}$ prognostiziert wird, lassen sich für die Leistungseinheit die Kosten aufgrund der Peripheriegeräte nur moderat auf $c_{stor,P} = 1.000 \text{ €/kWh}$ senken **Sauer; Lunz; Magnor 2013**.

Natrium-Schwefel-Batterie

Für die Hochtemperaturbatterie wird sowohl eine signifikante Steigerung des Wirkungsgrades auf $\eta_{tot} = 81 \%$ erwartet, als auch reduzierte Investitionskosten für die Speichereinheit in Höhe von $c_{stor,E} = 200 \text{ €/kWh}$. Hierfür wird eine Optimierung des Heizsystems und der Materialwahl angestrebt (**Sterner; Stadler 2014**).

3.3 Betrachtete Vermarktungswege und Modellierung der Betriebsstrategien

3.3.1 Arbitrage am Day-Ahead Spotmarkt

Vermarktungsweg

Bei der Vermarktung eines Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt zur Erzielung von Arbitrage wird der in Abhängigkeit der Zeit variierende Spotmarktpreis für das einheitliche Gut elektrische Energie genutzt, um durch die Preisdifferenzen zwischen Einspeicher- und Ausspeicherzeitpunkten Gewinne zu erzielen.

Der Speichererlös am Day-Ahead Spotmarkt $RE_{DA,T}$ berechnet sich gemäß Gleichung 3–21 aus der Summe aller Zahlungsreihen $C_{DA,t}$, die bis zum betrachteten Zeitpunkt T hervorgerufen wurden. Die Zahlungsreihen $C_{DA,t}$ setzen sich aus dem Börsenpreis $v_{DA,t}$ der jeweiligen Stunde t sowie den Einspeicher- und Ausspeicherstrommengen ($E_{in,t}$ und $E_{out,t}$) zusammen (Gl. 3–22).

$$RE_{DA,T} = \sum_t^T C_{DA,t} \quad (3-21)$$

Mit:

$$\sum_t^T C_{DA,t} = \sum_t^T E_{out,t} \cdot v_{DA,t} + \sum_t^T (-1 \cdot E_{in,t} \cdot v_{DA,t}) \quad (3-22)$$

Während es aus technischer Perspektive für Stromspeicher möglich ist während einer Stunde t gleichzeitig ein- und auszuspeichern, ist es aus ökonomischen Überlegungen aufgrund des in einer Stunde konstanten Preises am Day-Ahead Spotmarkt nicht sinnvoll.

Die Einspeicherstrommenge $E_{in,t}$ entspricht aufgrund der Verluststromflüsse $E_{loss,i}$ hierbei nicht der Ausspeicherstrommenge $E_{out,t}$ (vergleiche Abschnitt 3.1.1). Der Stromspeicher erzielt deshalb erst einen Deckungsbeitrag ($RE_{DA,T} > 0$), wenn das Produkt der Ausspeicherstrommenge und des Spotmarktpreises dieser Stunde die Summe der Zahlungsreihe des Einspei-

chervorgangs und der aus den Verluststromflüssen $E_{loss,i}$ bis zu diesem Zeitpunkt entstandenen variablen Betriebskosten $OPEX_{var,T}$ übersteigen.

Neben den variablen Betriebskosten fallen gemäß Gleichung 3–13 weitere Kosten an, die innerhalb der Lebensdauer des Stromspeichers zu decken sind. Da die Lebensdauer neben der kalendarischen Lebensdauer der Bauteile auch durch eine technologieabhängige maximale Anzahl an Speicherzyklen limitiert ist, muss bei der Bestimmung der Speicherbetriebsstrategie ein Mindestdeckungsbeitrag je Speicherzyklus berücksichtigt werden.

Zu beachten ist desweiteren, dass die Definition einer Speicherbetriebsstrategie stets für einen bestimmten Planungszeitraum $\Delta T = T_{plan} - T_{ist}$ in der Zukunft erfolgt. Die Entscheidung über Einspeicher- und Ausspeicherzeitpunkte wird somit auf der Basis von prognostizierten Werten für den Spotmarktpreis $v_{DA,fc,t}$ getroffen und kann vom realen Börsenpreis abweichen.

Speicherbetriebsstrategie

Eine optimale Speicherbetriebsstrategie für das Erzielen von Arbitragegewinnen am Day-Ahead-Spotmarkt bis zu einem Zeitpunkt T_{plan} zeichnet sich durch das Finden von Ein- und Ausspeicherzeitpunkten aus, für die eine Maximierung des Erlöses $RE_{DA,T_{plan}}$ nach Gleichung 3–21 unter Einhaltung des Mindestdeckungsbeitrags je Speicherzyklus, der Restriktionen durch die technischen Speicherparameter und der für Speichervorgänge verfügbaren Strommenge (Kapitel 3.1.1) erreicht wird.

Das Planungsintervall $\Delta T = T_{plan} - T_{ist}$ ist für die Suche der optimalen Speicherstrategie auf 24 Stunden festgelegt und entspricht somit dem Zeitraum, für den eine Fahrplanabgabe am Day-Ahead Spotmarkt erfolgt.

Die Identifizierung der optimalen Speicherbetriebsstrategie erfolgt mit Hilfe des Ansatzes der dynamischen Programmierung. Dieser zielt auf die Zerlegung eines Gesamtproblems in gleichartige Teilprobleme ab, die eine geringere Komplexität als das Gesamtproblem aufweisen (**Bellman** 1956). Anschließend werden optimale Lösungen für die Teilprobleme bestimmt, die im letzten Schritt zu einer Gesamtlösung zusammengesetzt werden.

Dem Ansatz der dynamischen Programmierung folgend wurde bereits im AMIRIS-Pilotprojekt ein Algorithmus zur Optimierung des Speicherbetriebs zur Erzielung von Arbitragegewinnen am Spotmarkt entwickelt (**Krewitt** et al. 2011), auf dem der im Zuge dieser Arbeit umgesetzte Algorithmus basiert. Die Weiterentwicklungen beinhalten hierbei die Berücksichtigung eines Mindestpreisspreads in der Strategiefindung, die Aufhebung der Beschränkung auf definierte mögliche Speicherladezustände sowie die Berücksichtigung mit Unschärfe behafteter Informationen.

Die Umsetzung des Ansatzes der dynamischen Programmierung bedeutet im Fall eines Strom-

speichers, dass das Gesamtproblem der Erlösmaximierung am Spotmarkt für das Planungsintervall $\Delta T = 24$ Stunden in 24 Teilprobleme zerlegt wird. Für jedes Teilproblem gilt es die Fragestellung zu lösen, welches zu einem Zeitpunkt t ausgehend von einem Speicherladezustand LL_t der optimale Folgeladezustand LL_{t+1} der Stunde $t + 1$ ist.

Die möglichen Folgeladezustände ergeben sich aus den möglichen Speicherprozessen Einspeichern, Speichern und Ausspeichern gemäß Kapitel 3.1.1, wobei sich die Speicherprozesse auch als Ladezustandsänderung ΔLL_t ausdrücken lassen (Gl. 3–23).

$$\Delta LL_t = LL_{t+1} - LL_t \quad (3-23)$$

Im Fall eines Einspeicherprozesses oder Ausspeicherprozesses werden die Strommengen mit dem aktuellen Spotmarktpreis gemäß Gleichung 3–22 bewertet und ergeben so zur Stunde t eine Zahlung $C_{DA,t}$.¹ Das Ziel der Speichervermarktung am Day-Ahead Spotmarkt ist eine Maximierung der Summe aller Zahlungen $C_{DA,t}$ im Planungsintervall. Zu beachten ist, dass die Wahl eines Speicherprozesses zum Zeitpunkt t die nachfolgend möglichen Entscheidungen beeinflusst, da sowohl die einspeicherbare als auch die ausspeicherbare Strommenge gemäß den Speicherrestriktionen begrenzt ist (siehe Kapitel 3.1.1). Beispielsweise ist ein Ausspeichervorgang nur möglich, wenn vorher ein Einspeichervorgang erfolgte, der bei positiven Spotmarktpreisen eine Zahlung $C_{DA,t} < 0$ erfordert und somit im Schritt t die Speichererlöse nicht maximiert, allerdings aufgrund eines Ausspeichervorgangs zu einem späteren Zeitpunkt mit höheren Spotmarktpreisen trotzdem sinnvoll sein kann.

Ein optimaler Folgeladezustand LL_{t+1} ausgehend von einem Ladezustand LL_t zeichnet sich demnach dadurch aus, dass sowohl die zur Erreichung des Folgeladezustandes notwendige Ladezustandsänderung ΔLL_t der aktuellen Stunde t mit der resultierenden Zahlung $C_{DA,t}$ zur Erlösmaximierung berücksichtigt wird, als auch alle dadurch nachfolgend möglichen Ladezustandsänderungen im Planungsintervall und der Summe der zugehörige Zahlungen $\sum_t^{T_{plan}} C_{DA,t}$.

Für die Strategiebestimmung werden die Speicherladezustände diskretisiert, um eine endliche Anzahl an Ausgangs- und Endladezustände zu erhalten. Die Diskretisierung erfolgt, in dem lediglich natürliche Zahlen zwischen dem vollständig entladenen Zustand $LL_t^{d,min} = 0$ und dem vollständig geladenen Zustand, der gemäß dem E2P gewählt wird ($LL_t^{d,max} = E2P$), betrachtet werden (Gl. 3–24).

$$LL_t^d = \{0, 1, 2, \dots, E2P\} \quad (3-24)$$

Die diskretisierten Speicherladezustände beinhalten hierbei alle zur Maximierung der Glei-

¹Die Veränderung des Ladezustandes im Speicherprozess aufgrund von Selbstentladung wird bei der Strategiebestimmung vernachlässigt.

chung 3–22 relevanten Ladezustände. Aufgrund des innerhalb einer Stunde konstanten Day-Ahead Spotmarktpreises $v_{DA,t}$ müssen lediglich die Ladezustände betrachtet werden, die bei konstanter maximaler Speicherleistung über den Zeitraum einer Stunde erreicht werden können. Nach einer Stunde kann sich der Spotmarktpreis ändern, so dass eine neue Bewertung erfolgen muss, welcher Speichervorgang zu einer Erlösmaximierung führt. Unter Berücksichtigung der maximalen Speicherkapazität, beschreibt das Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung - also das E2P - die relevanten Ladezustände.

Um zeitlich nachfolgenden Zahlungsreihen berücksichtigen zu können, erfolgt die Bestimmung der Betriebsstrategie ausgehend von der Ladezustandsänderung im letzten Zeitschritt ($\Delta LL_{T_{plan}}$) rückwärts bis zum ersten Zeitschritt (ΔLL_1). Die Definition eines Soll-Ladezustandes $LL_{T_{plan}+1} = 50\%$, der mit der letzten Ladezustandsänderung $\Delta LL_{T_{plan}}$ erreicht werden muss, dient als einheitlicher Ausgangspunkt für die Berechnung. Übertragen auf die betrachteten diskreten Ladezustände bedeutet dies $LL_{T_{plan}+1}^d = \frac{E2P}{2}$. Unter Berücksichtigung, dass beispielsweise für ein E2P von $E2P = 1$ der Ladezustand $LL_{T_{plan}+1}^d = 0,5$ keinen nach Gleichung 3–24 definierten Ladezustand darstellt, wird die Definition auf die größten ganze Zahl erweitert, die kleiner oder gleich dem Ladezustand von $LL_{T_{plan}+1}^d = \frac{E2P}{2}$ ist (Gl. 3–25).

$$LL_{(T_{plan}=24)+1} = LL_{24} + \Delta LL_{24} = j_{soll} = \left\lfloor \frac{E2P}{2} \right\rfloor \quad (3-25)$$

Mit:

$$j_{soll} := \max \left\{ k \in \mathbb{Z} \mid k \leq \frac{E2P}{2} \right\} \quad (3-26)$$

Nachdem die Definition diskretisierter Ladezustände sowie eines Soll-Endladezustandes erfolgt ist, lässt sich die optimale Speicherbetriebsstrategie berechnen. Abbildung 3-3 zeigt schematisch den Ablauf zur Bestimmung der optimalen Speicherbetriebsstrategie in vier Schritten.

In Schritt (I.) wird eine Börsenpreisprognose $v_{DA,fc,t}$ für den gewählten Planungszeitraum zur Strategiebestimmung übergeben. Anschließend werden in Schritt (II.) für jeden Zeitpunkt t des Planungsintervalls die Höhe des Zahlungsstroms α_t^{i-j} bestimmt, die sich aus dem prognostizierten Börsenpreis und der Ladezustandsänderung durch die möglichen Speicherprozesse von einem Ausgangsladezustand $i = LL_t^d$ zu einem Folgeladezustand $j = LL_{t+1}$ ergeben können.

Die Zahlung α_t^{i-j} berechnet sich analog zu den Zahlungen $C_{DA,t}$ nach Gleichung 3–22 mit dem Unterschied, dass die Bestimmung der Speicherbetriebsstrategie spezifisch je MW Leistung erfolgt (Gl. 3–27).

$$\alpha_t^{i-j} := \begin{cases} 1 \cdot v_{DA,fc,t} \cdot \eta_{d,real} & \text{für } (i-j) = 1 \\ 0 & \text{für } (i-j) = 0 \\ -1 \cdot v_{DA,fc,t} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{c,real}}\right) & \text{für } (i-j) = -1 \end{cases} \quad (3-27)$$

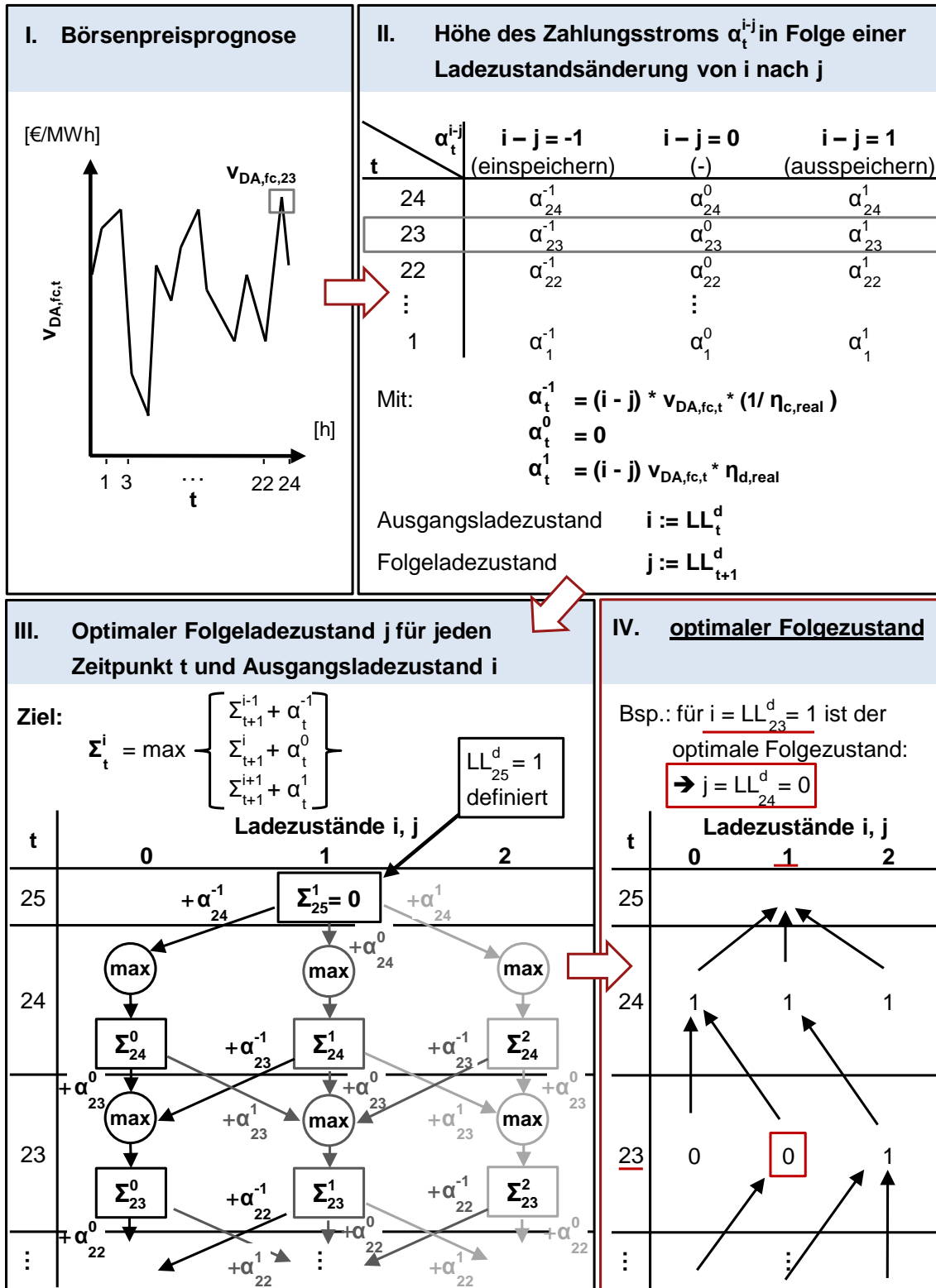


Abbildung 3-3: Ablauf der Strategiebestimmung für den Speicherbetrieb zur Erzielung von Arbitrage am Day-Ahead-Spotmarkt

Beispielsweise für einen Day-Ahead Börsenpreis in der Stunde $t = 23$ von $v_{DA,fc,23} = 70 \text{ €/MWh}$ und einem Wirkungsgrad von $\eta_{c,real} = 90\%$ ergeben sich nach Gleichung 3–28 für den Einspeicherprozess ein Zahlungsstrom von $\alpha_{23}^{-1} = -78 \text{ €/MW}$ und für den Ausspeicherprozess ein Zahlungsstrom von $\alpha_{23}^1 = 63 \text{ €/MW}$.

$$\begin{aligned}\alpha_{23}^{-1} &= -1 \cdot 70 \cdot \left(\frac{1}{0,9}\right) \cdot 1 \text{ h} = -78 \\ \alpha_{23}^1 &= 1 \cdot 70 \cdot 0,9 \cdot 1 \text{ h} = 63 \\ \alpha_{23}^0 &= 0\end{aligned}\tag{3-28}$$

Das Verbleiben auf dem aktuellen Ladezustand ergibt unter Vernachlässigung der Selbstentladung in der Strategiebestimmung stets einen Zahlungsstrom von $\alpha_{23}^0 = 0 \text{ €/MWh}$.

In Schritt (III.) erfolgt die Bestimmung des optimalen Folgeladezustandes. Hierzu wird das Planungsintervall ausgehend vom definierten Soll-Ladezustand $LL_{T_{plan}}^d$, der für ein $E2P = 2$ hier $LL_{25}^d = 1$ beträgt, rückwärts bis $t = 1$ durchlaufen. Für jeden Zeitschritt t wird die maximale Summe Σ_t^i für den Ladezustand i gesucht, die sich aus dem Zahlungsstrom α_t^{i-j} in Folge einer Ladezustandsänderung und der Summe der nachfolgenden Zahlungen Σ_{t+1}^j zusammensetzt, die sich nach dem Übergang zum Folgeladezustand j bis zum Ende des Planungsintervalls generieren lassen (Gl. 3–29).

$$\Sigma_t^i = \max \left\{ \begin{array}{l} \Sigma_{t+1}^{i-1} + \alpha_t^1 \\ \Sigma_{t+1}^i + \alpha_t^0 \\ \Sigma_{t+1}^{i+1} + \alpha_t^{-1} \end{array} \right\}\tag{3-29}$$

Da keine Ladezustandsänderung nach dem Soll-Ladezustand $LL_{25}^d = 1$ folgt, ist hier die Summe $\Sigma_{25}^1 = 0$. Zur Stunde $t = 24$ ist nur ein Folgeladezustand - der Soll-Ladezustand $LL_{25}^d = 1$ - möglich, sodass die Ladezustandsänderung für die jeweiligen Ausgangsladezustände $i = \{0, 1, 2\}$ definiert sind. Da $\Sigma_{25}^1 = 0$ ist, ergeben sich die Summen Σ_{24}^i für jeden Ladezustand i aus den Zahlungsströmen α_{24}^{i-j} , die aus den Ladezustandsänderungen erfolgen. Die Gleichung 3–30 fasst die Ergebnisse für $t = 24$ und $i = \{0, 1, 2\}$ zusammen.

$$\begin{aligned}\Sigma_{24}^0 &= \Sigma_{25}^1 + \alpha_{24}^{-1} = -1 \cdot v_{DA,fc,24} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{c,real}}\right) \cdot 1 \\ \Sigma_{24}^1 &= \Sigma_{25}^1 + \alpha_{24}^0 = 0 \\ \Sigma_{24}^2 &= \Sigma_{25}^1 + \alpha_{24}^1 = -1 \cdot v_{DA,fc,24} \cdot \eta_{d,real} \cdot 1\end{aligned}\tag{3-30}$$

Ab der Stunde $t = 23$ erfolgt die Auswahl des Folgeladezustandes gemäß der in Gleichung 3–29 formulierten Maximierung. Beispielsweise für den Ausgangsladezustand $i = LL_{23}^d = 0$ gibt es die Möglichkeit entweder auf diesem Ladezustand zu bleiben oder einzuspeichern, um den

Ladezustand $j = LL_{24}^d = 1$ zu erreichen. Σ_{23}^0 ergibt sich folglich gemäß Gleichung 3–30.

$$\Sigma_{23}^0 = \max(\Sigma_{24}^1 + \alpha_{23}^{-1}, \Sigma_{24}^0 + \alpha_{23}^0) \quad (3-31)$$

Für jeden Ausgangsladezustand i und jeden Zeitschritt t wird so der optimale Folgeladezustand bestimmt und in Schritt (IV.) in eine Matrix eingetragen. Beispielsweise würde sich für einen Ausgangsladezustand von $i = LL_{23}^d = 1$ (rot unterstrichen), der optimale Folgeladezustand $j = LL_{24}^d = 0$ (im roten Rechteck) ergeben. Ein Ausspeichervorgang ist folglich optimal in diesem Schritt. Nach dem Erreichen der aktuellen Stunde $t = 1$ und Durchlaufen aller Ausgangsladezustände i ist die Strategiebestimmung abgeschlossen.

Eine Erweiterung im Zuge dieser Arbeit betrifft die Berücksichtigung eines Mindestdeckungsbeitrages bei der Strategiebestimmung. Hierzu wird im Fall eines Ausspeichervorgangs die resultierende Zahlung α_t^1 nach Gleichung 3–27 um einen Mindestpreisunterschied (Spread) $spread_{min}$ erweitert und somit der rechnerische Erlös für die Strategiebestimmung reduziert (Gl. 3–32).

$$\alpha_t^{i-j} := \begin{cases} 1 \cdot v_{DA,fc,t} \cdot \eta_{d,real} - spread_{min} & \text{für } (i - j) = 1 \\ 0 & \text{für } (i - j) = 0 \\ -1 \cdot v_{DA,fc,t} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{c,real}}\right) & \text{für } (i - j) = -1 \end{cases} \quad (3-32)$$

In der Folge werden Preisdifferenzen am Spotmarkt, die geringer als die Summe aus Kosten für Verlustströme und Mindestpreisspread sind, nicht zur Erlösgenerierung genutzt und somit der Mindestdeckungsbeitrag je Speicherzyklus sichergestellt.

Nachdem die optimalen Folgeladezustände für das Planungsintervall bestimmt wurden, wird die Ladezustandsänderungen in jeder Stunde ausgehend vom gegenwärtigen Ladezustand LL_t , der nach Gleichung 3–8 definiert ist, durchgeführt. Hierfür muss der Ladezustand zur aktuellen Stunde t als diskreter Ladezustand ausgedrückt werden. Dies erfolgt gemäß Gleichung 3–33.

$$LL_t = \frac{LL_t^d}{E2P} \quad (3-33)$$

Durch die Berücksichtigung von Limitierungen bei der verfügbaren Einspeicherstrommenge $E_{in,max,t}$ (Gl. 3–6) sowie durch Selbstentladung während dem Speichervorgang (Gl. 3–3) können im realen Speicherbetrieb auch Teilladezustände auftreten, die von den diskretisierten Ladezuständen LL_t^d abweichen, für die der Folgeladezustand berechnet wurde. In Abbildung 3-4 wird der Ablauf zur Ermittlung des optimalen Folgeladezustandes im Fall eines Teilladezustandes dargestellt.

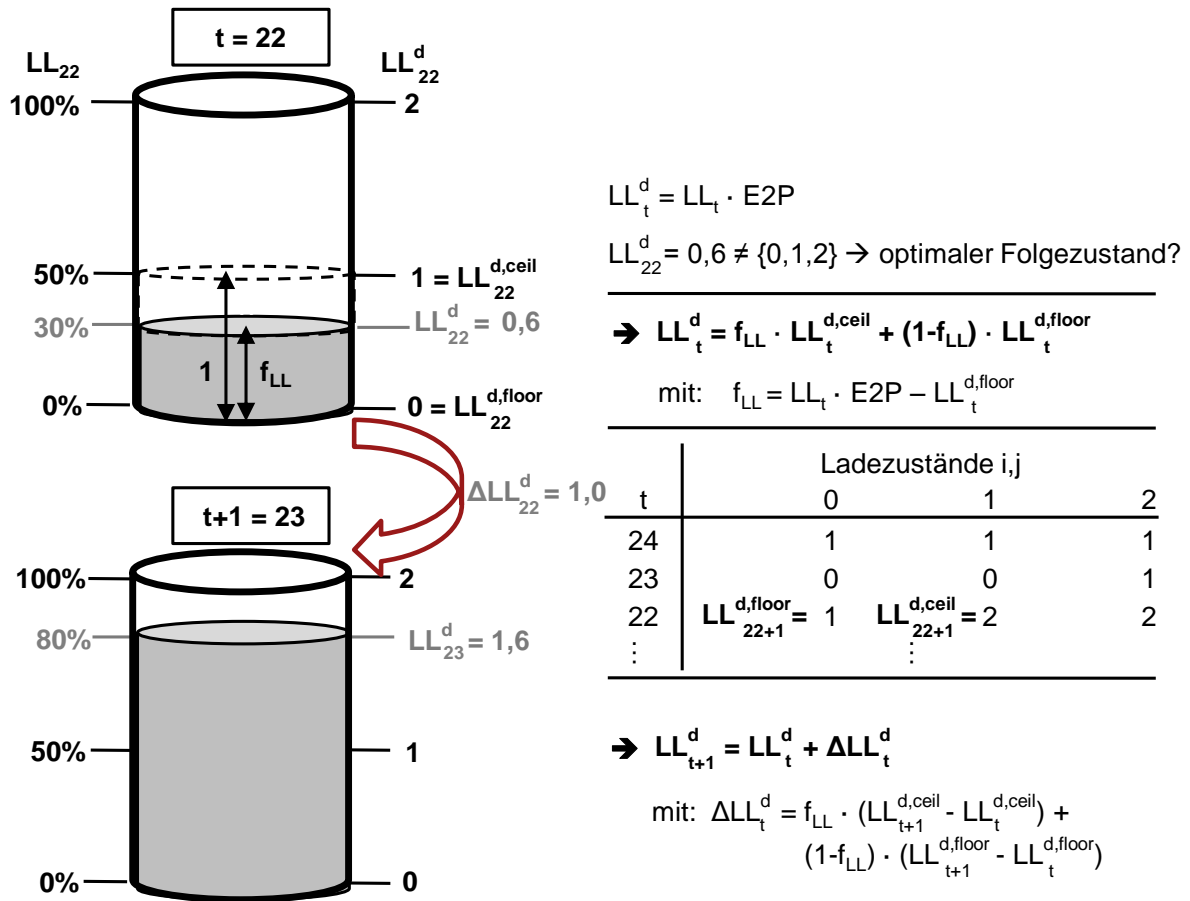


Abbildung 3-4: Ablauf der Ermittlung des Folgeladezustandes im Fall eines Ladezustandes, der keinem der diskretisierten Ladezustände entspricht

Die Umrechnung des gegenwärtigen Ladezustandes in die zur Strategiebestimmung genutzte Konvention erfolgt nach Gleichung 3–33. Allerdings existiert für die resultierende Gleitkommazahl kein explizit bestimmter Folgeladezustand. Deshalb wird der Teilladezustand LL_t^d zerlegt in zwei benachbarte diskretisierte Ladezustände $LL_t^{d,floor}$ und $LL_t^{d,ceil}$, die sich nach den Gleichungen 3–34 und 3–35 berechnen.

$$LL_t^{d,floor} = \lfloor LL_t^d \rfloor$$

Mit: $LL_t^{d,floor} := \max \{ k \in \mathbb{Z} \mid k \leq LL_t^d \}$ (3–34)

$$LL_t^{d,ceil} = \lceil LL_t^d \rceil$$

Mit: $LL_t^{d,ceil} := \min \{ k \in \mathbb{Z} \mid k \geq LL_t^d \}$ (3–35)

Unter Berücksichtigung des Gewichtungsfaktors f_{LL} setzt sich der Ladezustand LL_t^d somit ge-

mäß Gleichung 3–36 zusammen.

$$LL_t^d = f_{LL} \cdot LL_t^{d,ceil} + (1 - f_{LL}) \cdot LL_t^{d,floor} \quad (3-36)$$

Mit: $f_{LL} = LL_t \cdot E2P - LL_t^{d,floor}$

Für die beiden benachbarten Ladezustände $LL_t^{d,floor}$ und $LL_t^{d,ceil}$ sind die jeweiligen Folgeladezustände gemäß der vorangehenden Strategiebestimmung bekannt und lassen sich zu einem optimalen Folgeladezustand zusammensetzen. Hierzu wird zum Ausgangsladezustand LL_t^d die Ladezustandsänderung ΔLL_t^d addiert (Gl. 3–37).

$$LL_{t+1}^d = LL_t^d + \Delta LL_t^d \quad (3-37)$$

Mit: $\Delta LL_t^d = f_{LL} \cdot (LL_{t+1}^{d,ceil} - LL_t^{d,ceil}) + (1 - f_{LL}) \cdot (LL_{t+1}^{d,floor} - LL_t^{d,floor})$

Durch Einsetzen des aktuellen Ladezustandes lassen sich somit für jeden Ladezustand der optimale Folgeladezustand ermitteln, die die Strommengen $E_{in,t}$ und $E_{out,t}$ für die jeweiligen Speicherprozesse erfordern. Restriktionen hinsichtlich der maximalen verfügbaren Einspeicherstrommenge $E_{in,max,t}$ sind hierbei zu berücksichtigen. Abschließend werden mit Hilfe der real gehandelten Strommengen und dem realen Day-Ahead Spotmarktpreis $v_{DA,t}$ die Zahlungsreihen $C_{DA,t}$ ermittelt (Gl. 3–22) und der Speichererlös durch Arbitragegewinn am Day-Ahead Spotmarkt $RE_{DA,T}$ für den Zeitraum T bestimmt (Gl. 3–21).

3.3.2 Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Vermarktungsweg

Regelleistung wird in Deutschland in drei unterschiedlichen Qualitäten vorgehalten, für die jeweils eine separate Ausschreibung erfolgt (siehe Kapitel 2.1.2). Vergütet wird im Fall einer Bezuschlagung des Gebots einerseits die Leistungsvorhaltung entsprechend der angebotenen Regelleistung und dem Leistungspreisgebot (LP) sowie andererseits der Arbeitsabruf in Abhängigkeit der Regularbeit (RA) und des Arbeitspreises (AP). Eine Ausnahme bildet die Primärregelleistung, für die keine separate Vergütung der abgerufenen Arbeit erfolgt. Die gesamten Erlöse durch Teilnahme an den Regelleistungsmärkten $RE_{RL,T}$ für einen Zeitraum T setzen sich folglich gemäß Gleichung 3–38 aus den Zahlungsreihen der einzelnen Regelleistungsarten ($C_{PRL,t}$, $C_{SRL,t}$, $C_{MRL,t}$) zusammen.

$$RE_{RL,T} = \sum_t^T (C_{PRL,t} + C_{SRL,t} + C_{MRL,t}) \quad (3-38)$$

Die Zahlungsreihen der Regelleistungsarten berechnen sich entsprechend Gleichung 3–39, wobei im ersten Term die Leistungsvergütung berücksichtigt wird, im zweiten die Vergütung der

abgerufenen Arbeit und im dritten Term die Zahlungsreihe $C_{spot,t}$ resultierend aus dem Stromhandel, der zur Rückführung des Stromspeichers auf seinen Ausgangszustand notwendig ist.

$$\begin{aligned} C_{PRL,t} &= P_{PRL,t} \cdot LP_{PRL,t} + 0 - C_{spot,t} \\ C_{SRL,t} &= P_{SRL,t} \cdot LP_{SRL,t} + E_{RA,SRL,t} \cdot v_{AP,SRL,t} - C_{spot,t} \\ C_{MRL,t} &= P_{MRL,t} \cdot LP_{MRL,t} + E_{RA,MRL,t} \cdot v_{AP,MRL,t} - C_{spot,t} \end{aligned} \quad (3-39)$$

Ein Handel an den Spotmärkten ist notwendig, um trotz begrenzter Speicherkapazität die für die Regelleistungsvorhaltung geforderte Arbeitsverfügbarkeit von 100 % sicherzustellen (Knorr et al. 2014).

Aus technischer Sicht ist für die gewählten Speichertechnologien die Bereitstellung aller drei Regelleistungsarten möglich (siehe Kapitel 2.4). Allerdings müssen die Handelsbedingungen, die für die jeweiligen Regelleistungsmärkte gelten, eingehalten werden. Aufgrund der begrenzten Kapazität eines Stromspeichers und der deshalb notwendigen Wiederherstellung der Arbeitsverfügbarkeit in regelmäßigen Abständen führt insbesondere die Produktlänge der Regelleistungsarten zu Restriktionen bei der Teilnahme und verhindert eine Angebotsdimensionierung für die gesamte Zeitscheibe eines Regelleistungsproduktes in Höhe der maximalen Speicherleistung.

Eine Marktstrategie, die eine Teilnahme des Stromspeichers unter Berücksichtigung der Handelsbedingungen erlaubt, sowie die hierfür getroffenen Annahmen werden für jede Regelleistungsart nachfolgend separat definiert. Eine erlösoptimale Teilnahme des Stromspeichers bei gleichzeitiger Minimierung der Kosten wird hierbei angestrebt. Allerdings übersteigt die Optimierung der Speicherdimensionierung und des -einsatzes für den Regelleistungsmarkt den Rahmen dieser Arbeit, weshalb primär auf die Formulierung einer Marktstrategie geachtet wurde, die die prinzipielle Teilnahme von Stromspeicher an den Regelleistungsmärkten ermöglicht und die Erlöspotenziale vergleichbar abbildet.

Zusätzlich wird für alle drei Regelleistungsarten angenommen, dass durch die Möglichkeit des Anlagenpoolings trotz der hier betrachteten dezentralen Stromspeicher mit folglich kleinen Leistungsgrößen stets die erforderliche Losgröße erreicht wird 2.1.2.

Das Angebot von PRL erfolgt symmetrisch, sodass bei einer Bezuschlagung des Gebotes ein automatischer Arbeitsabruf in positiver wie auch negativer Richtung eintritt. Der Leistungsgradient in Höhe der bezuschlagten Leistung muss hierbei zu jedem Zeitpunkt im Angebotszeitraum mit einer Verfügbarkeit von 100 % abrufbar sein. Da nicht davon auszugehen, dass Einspeicher- und Ausspeicherprozesse abwechselnd auftreten und so einen exakten Ausgleich der Strommengen für einen Speicherbetrieb innerhalb der Kapazitätsgrenzen garantieren, ist zur Sicherstellung der Verfügbarkeit ein aktives Speicherlademanagement erforderlich.

Für das Speicherlademanagement wird der Handel am Intraday-Spotmarkt mit einer Vorlaufzeit von 45 Minuten in Zusammenspiel mit den Freiheitsgraden genutzt, die die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere im Hinblick auf ein Lademanagement von Stromspeicher definiert haben (ÜNB 2014c). Unter Berücksichtigung der gegebenen Möglichkeiten zum Speicherlademanagement wird im Rahmen dieser Arbeit die Annahme getroffen, dass 80 % der installierten Speicherleistung und -kapazität am Primärregelleistungsmarkt angeboten werden können. Die verbleibenden 20 % der installierten Speicherleistung dienen dem Speicherlademanagement (Brauns et al. 2014).

Aufgrund fehlender Informationen über eingesetzte Primärregularbeit wird die Zahlungsreihe $C_{spot,t}$ resultierend aus dem Intradayhandel nicht berücksichtigt und zu $C_{spot,t} = 0$ gesetzt. Dies lässt sich als konservative Schätzung betrachten, da sowohl aktuelle Simulationen zu möglichen PRL-Erlösen (Knorr et al. 2014), als auch der Fakt einer tendenziellen Überspeisung der Bilanzkreise in Deutschland mit resultierendem negativen Regelleistungsbedarf, eine positive Handelsbilanz durch überwiegenden Verkauf von Strommengen am Intraday-Spotmarkt andeuten (Borggreffe; Neuhoff 2011).

Für die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt muss ebenfalls sichergestellt sein, dass über den gesamten Ausschreibungszeitraum die kontrahierte Leistung zur Erbringung von Regularbeit zur Verfügung steht (FNN-VDE 2009). Im (theoretischen) Extremfall bedeutet dies, dass Regularbeit für 12 Stunden (HT- und NT-Zeitscheibe wochentags) bzw. 60 Stunden (NT-Zeitscheiben an Wochenenden) in Folge ohne Möglichkeit für den Stromspeicher zur Wiederherstellung des Ausgangsladezustandes zur Verfügung stehen muss. Um eine Erfüllung der Vorgaben sicherzustellen, wird eine Angebotsdimensionierung von 50 % der installierten Speicherleistung gewählt, sodass ein ausreichendes Leistungsband für ein Speicherlademanagement zur Verfügung steht.

Der Handel zur Wiederherstellung des Ausgangsladezustands erfolgt am Intraday-Spotmarkt. Hierzu wird die abgerufene Regularbeit für den Zeitraum von 15 Minuten aggregiert und in umgekehrter Flussrichtung 60 Minuten später gehandelt, sodass ein konstanter zeitversetzter Ausgleich sichergestellt ist. Der Handel erfolgt unter der Annahme, dass der Spotmarktpreis für die 15-Minuten-Intervalle dem Markträumungspreis der jeweiligen Stunde des Day-Ahead-Spotmarktes entsprechen (Knorr et al. 2014). Ambitioniertere Handelsstrategien, die insbesondere den Abruf negativer SRL als günstige Möglichkeit einzuspeichern nutzen, um anschließend den Handel der eingespeicherten Energiemengen zu optimieren, sind denkbar, stehen jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit.

Die Ausschreibung zur Bereitstellung von Minutenreserveleistung umfasst für jeden Tag im Jahr sechs Zeitscheiben á vier Stunden. Trotz des deutlich verkürzten Ausschreibungszeitraums gegenüber SRL und einer reduzierten Abrufwahrscheinlichkeit wird vereinfachend angenom-

men, dass lediglich 50 % der installierten Speicherleistung zur Leistungsvorhaltung am MRL-Markt zur Verfügung steht. Dies ermöglicht eine konstante Teilnahme an allen Zeitscheiben des Jahres und sichert somit eine Vergleichbarkeit zu den Erlöspotenzialen am SRL-Markt.

Die Wiederherstellung des Ausgangsladezustands wird ebenfalls durch einen konstanten, um 60 Minuten zeitversetzten Handel am Intraday-Spotmarkt sichergestellt.

Tabelle 3-4 fasst die wesentlichen Charakteristika für die Angebotserstellung und die resultierenden Erlöse aus der Regelleistungsbereitstellung für die drei Regelleistungsarten PRL, SRL und MRL zusammen. Im einzelnen sind dies die Angebotsdimensionierung in Abhängigkeit der installierten Speicherleistung, die Betrachtung von Zahlungsreihen $C_{spot,t}$ resultierend aus dem Intraday-Spotmarkthandel sowie der Zeitpunkt des Spotmarkthandels ausgehend vom Zeitpunkt des Regelarbeitsabruf t_{RA} .

Tabelle 3-4: Merkmale der definierten Angebotserstellung für die Regelleistungsarten PRL, SRL und MRL

		PRL	SRL	MRL
Angebotsdimensionierung	[% von $P_{inst.}$]	80 %	50 %	50 %
Spotmarkthandel betrachtet	$[C_{spot,t} \neq 0]$	x	✓	✓
Zeitpunkt des Spotmarkthandels	[h]	x	$t_{RA} + 1$	$t_{RA} + 1$

Speicherbetriebsstrategie

Die Speicherbetriebsstrategie ergibt sich für die Erbringung von Regelleistung aus den jeweiligen Regelleistungsabrufen. Bei Berechnung der am Intraday-Spotmarkt gehandelten Strommenge, erfolgen die Speichervorgänge immer mit maximaler Speicherleistung, sodass schnellstmöglich der Ausgangsladezustand wieder hergestellt ist. Der Ausgangsladezustand ist hierbei abhängig von der angebotenen Regelleistungsart. Bei Angebot von symmetrischen Leistungsbändern ist der Ausgangsladezustand 50 %, bei Angebot von lediglich positiver oder negativer Regelleistung entspricht er 100 % beziehungsweise 0 %.

3.3.3 Vermarktungsoptimierung der fluktuierenden EE

Vermarktungsweg

Zusätzlich zu den Vermarktungswegen, die bei getrennter Betrachtung von Erzeugungsanlagen der fluktuierenden erneuerbaren Energien und Speicheranlagen möglich sind, ergeben sich zwei weitere Vermarktungsmöglichkeiten durch Kombinationen der Anlagentypen. Der Einsatz von dezentralen Stromspeicheranlagen dient in der Folge zur Optimierung der Vermarktung von

Strommengen aus fluktuierenden EE-Anlagen gemäß dem in Kapitel 2.4 vorgestellten Prinzip des regenerativen Kombikraftwerks (**Mackensen; Rohrig; Emanuel** 2008, **Knorr** et al. 2014).

Ausschließlich Stromspeicher dienen hierbei der Vermarktungsoptimierung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen. Die Untersuchung des Potenzials eines optimierten Betriebs regelbarer erneuerbarer Energienanlagen zur Vermarktungsoptimierung der fluktuierenden erneuerbaren Energien, die prinzipiell in Kombination mit einem Brennstoffspeicher nach der selben Einsatzstrategie wie Stromspeicher betrieben werden können, ist nicht Teil dieser Arbeit.

Die erste Optimierungsmöglichkeiten durch einen Speichereinsatz betrifft die Einspeicherung von Strommengen, deren Einspeisung aufgrund einer marktgetriebenen Abregelungsentscheidung des Direktvermarkters für die EE-Anlagen in seinem Portfolio nicht angestrebt wird. Der Direktvermarkter regelt dabei Anlagen dann ab, wenn die Summe aus zu erwartender Marktprämie und dem prognostiziertem Day-Ahead-Spotmarktpreis negativ ist (**Reeg** et al. 2013). Bei einer Einspeicherung lassen sich die Strommengen unter in Anspruchnahme der Marktprämie zu einem späteren Zeitpunkt wieder Einspeisen.

Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde desweiteren der Paragraph §24 zur Aussetzung von EEG-Zahlungen ab sechs aufeinanderfolgender Stunden mit negativen Spotmarktpreisen eingeführt, der für Anlagen ab einer Leistung von 3 MW und Inbetriebnahmejahr nach 2016 angewandt wird (siehe Kapitel 2.1.3). Für Direktvermarkter ist in Zukunft ebenfalls eine Abregelungsentscheidung bei entsprechend prognostizierten Situationen zu erwarten.

Die zweite Optimierungsmöglichkeit besteht im Einsatz von Stromspeicher zur Vermeidung von Abweichungen zwischen IST-Einspeisung und der nach Fahrplanmeldung eines Direktvermarkters am Day-Ahead Spotmarkt vorgesehenen Einspeisung, um andernfalls entstehende Ausgleichsenergiezahlungen zu vermeiden (siehe Kapitel 2). Es wird dabei davon ausgegangen, dass die kommunikationstechnische Vernetzung der Erzeugungsanlagen im Portfolio des Direktvermarkter einen Leistungsausgleich in Echtzeit ermöglicht. Desweiteren wird aufgrund der dezentral in räumlicher Nähe der Erzeugungsanlagen installierten Stromspeicheranlagen davon ausgegangen, dass technisch und rechtlich ein solcher Ausgleich möglich ist.

Speicherbetriebsstrategie

Modelltechnisch wird die Zuordnung eines Stromspeichers zu den EE-Anlagen eines Direktvermarkters durch die Nutzung der in Kapitel 3.1 beschriebenen Möglichkeit zur Begrenzung der maximal verfügbaren Einspeicherstrommenge sichergestellt. Für Einspeichervorgänge steht somit nur die durch EE-Anlagen im Portfolio des Direktvermarkters erzeugte Strommenge zur Verfügung.

Im Fall einer gewünschten Einspeicherung andernfalls abgeregelter Strommengen kommuniziert der Direktvermarkter seine Entscheidung an den Stromspeicher, der daraufhin die be-

stehende Speicherbetriebsstrategie außer Kraft setzt und die Strommengen der fluktuierenden EE-Anlagen bezieht. Der Einspeichervorgang erfolgt mit der maximalen Strommenge $E_{in,max}$ gemäß 3.1. Der monetäre Wert der elektrischen Energie wird für diese Zeit auf $v_{opt,in} = 0$ festgelegt. Nachdem die Abregelungsentscheidung des ZWH aufgehoben oder die maximale Kapazität des Stromspeichers erreicht wurde, steht der Speicher wieder für die anderen Vermarktungswege zur Verfügung.

Beim Einsatz des Stromspeichers zur Fahrplaneinhaltung berechnet sich der notwendige Stromfluss $\Delta E_{AE=0}$ einer Stunde nach Gleichung 3–40 aus der Leistungsprognose des Direktvermarkters $E_{fc,t} = P_{fc,t} \cdot 1$ für eine Stunde und der IST-Einspeisung der EE-Anlagen im Direktvermarkterportfolio $E_{ist,t}$.

$$\Delta E_{AE=0} = E_{ist,t} - E_{fc,t} \quad (3-40)$$

Der Stromfluss $\Delta E_{AE=0}$ wird durch den Stromspeicher unter Berücksichtigung seiner technischen Restriktionen erbracht. Einschränkungen können sich hierbei insbesondere ergeben, wenn der Stromfluss $\Delta E_{strat,AE}$ die begrenzte Speicherleistung $P_{stor,max}$ oder die zur Einspeicherung $E_{in,max}$ oder Ausspeicherung $E_{stor,t}$ verfügbare Strommenge übersteigt (siehe Kapitel 3.1.1).

Desweiteren ist für die Berechnung der Ladezustandsänderung des Speichers, die zur Bereitstellung des Stromflusses $\Delta E_{AE=0}$ erforderlich ist, zu beachten, dass der Stromfluss $\Delta E_{AE=0}$ im Fall eines Einspeichervorgangs die tatsächlich einzuspeichernde Strommenge vor Abzug der Wandlungsverluste und im Fall eines Ausspeichervorgangs die tatsächlich ausgespeicherte Strommenge nach Abzug der Wandlungsverluste darstellt. Die Gleichung 3–41 fasst dies zusammen.

$$\Delta E_{AE=0} = \begin{cases} E_{in,t} = \min(\Delta E_{AE=0}, P_{stor,max}, E_{in,max}) & \text{für } \Delta E_{AE=0} \geq 0 \\ E_{out,t} = \min(|\Delta E_{AE=0}|, P_{stor,max}, E_{stor,t}) & \text{für } \Delta E_{AE=0} < 0 \end{cases} \quad (3-41)$$

Als Ausgangsladezustand ist für den Stromspeicher $LL_{t=(T_{plan}+1)} = 50\%$ definiert. Auf diesen Zustand wird er alle 24 Stunden durch Handelsaktivität am Day-Ahead Spotmarkt gebracht.

4 Erlöspotenzial von fluktuierenden EE und Speichern - IST-Analyse 2012-2014

Das Ziel dieses Kapitels ist es, die theoretischen Erlöspotenziale der fluktuierenden erneuerbaren Energien und der betrachteten dezentralen Stromspeichertechnologien für die Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt und den Regelleistungsmärkten aufzuzeigen. Bei den fluktuierenden EE wird hierbei lediglich die Erlösseite betrachtet, unter Vernachlässigung des Aufwands für Vermarktung und Betrieb der Anlagen. Die Erlöse werden anhand der entsprechenden Daten für die Jahre 2012, 2013 und 2014 berechnet und analysiert.

Zu Beginn werden hierzu die Quellen der verwendeten Daten erläutert, sowie mittels Referenzwerten die Plausibilität der Daten überprüft. Anschließend werden die Erlöse betrachtet, die sich am Day-Ahead Spotmarkt für fluktuierende erneuerbare Energien ergeben und in Relation zu den Erlösen aus der Direktvermarktung gesetzt. Danach erfolgt die Bestimmung von Erlösen, die sich beispielhaft durch den Einsatz einer Natrium-Schwefel-Batterie am Spotmarkt erzielen lassen. Die Betrachtung des Day-Ahead Spotmarktes wird durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der vier ausgewählten dezentralen Speichertechnologien abgeschlossen.

Im letzten Teil des Kapitels wird der Regelleistungsmarkt analysiert. Hierbei werden zu Beginn detailliert die Erlösmöglichkeiten erläutert, die sich am negativen Minutenreservemarkt bieten, da dies die einzige Regelleistungsqualität in naher Zukunft sein wird, für die eine Teilnahme von fluktuierenden erneuerbaren Energien möglich sein wird. Im weiteren werden die Erlöse eines Stromspeichers am Regelleistungsmarkt betrachtet, der prinzipiell Regelleistung in allen Qualitäten anbieten und abrufen kann. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung schließt auch dieses Kapitel ab.

Um die Vergleichbarkeit der rein energiemengenbasierten Erlössituation am Spotmarkt mit den zum Teil leistungsabhängigen Erlösen am Regelleistungsmarkt zu gewährleisten, wurden in den nachfolgenden Analysen die möglichen Erlöse für einen Monat und eine 1 MW-Anlage aggregiert betrachtet.

4.1 Datengrundlage der IST-Analyse

Für die Analyse der Erlöspotenziale am Day-Ahead Spotmarkt und an den Regelleistungsmärkten werden eine Reihe von Daten benötigt, deren Quellen und Qualität nachfolgend diskutiert wird. Betrachtet werden Einspeisemengen und installierte Anlagenleistungen in Deutschland der fluktuierenden EE-Anlagen (Wind an Land und PV), sowie Daten zur Regelleistungsvorhaltung und dem -abruf. Die ebenfalls relevanten Daten des Day-Ahead Spotmarktes werden

vom Betreiber der Handelsplattform EPEX Spot SE veröffentlicht und als fehlerfrei angenommen (**EPEXSpot** 2015).

Zur Betrachtung der relativen Abweichung der zur Datenanalyse verwendeten Werte von Referenzwerten aus offiziellen Veröffentlichungen, wird der relative Fehlerparameter δ_{fehler} eingeführt, der nach Gleichung 4-1 definiert ist.

$$\delta_{fehler} = \frac{Wert_{Datenanalyse} - Referenzwert}{Referenzwert} \cdot 100\% \quad (4-1)$$

Die direkte Verwendung der testierten Daten zur Analyse ist hierbei nicht möglich, da diese meist aggregiert für ein Jahr veröffentlicht werden (Einspeisemengen, Regelleistungsmarktdaten) oder nicht in der benötigten Detailtiefe für alle Anlagentypen vorhanden sind (installierte Anlagenleistung).

In Tabelle 4-0 ist der Fehlerparameter δ_{fehler} für die betrachteten Werte für die Jahre 2012 und 2013 gelistet. Für 2014 existieren zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit noch keine offiziellen Referenzdaten, sodass eine Bestimmung der Datenqualität nicht möglich ist.

Strommengen EEG-fähiger Anlagen

Die Einspeisemengen in stündlicher Auflösung entsprechen der technologiespezifischen Online-Hochrechnung der Ist-Werte durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Referenzanlagen, die gemäß der Veröffentlichungspflichten zu den Vermarktungsaktivitäten nach §7 AusglMechV sowie §2 AusglMechAV zur Verfügung gestellt werden (**ÜNB** 2015c). Die Daten werden in stündlicher Auflösung veröffentlicht. Als Referenz dienen die testierten EEG-Jahresabrechnungen der eingespeisten Strommengen aus EEG-fähigen Anlagen (**ÜNB** 2015a, **ÜNB** 2015b).

Es zeigt sich ein δ_{fehler} zwischen -8,1 % und -9,0 %. Folglich wurde die eingespeiste Energiemenge in der Online-Hochrechnung überschätzt.¹ Der Grund hierfür ist bei der Berechnungsweise der Ist-Einspeisung über Referenzanlagen zu vermuten, deren Einspeisung nur prognostiziert werden kann und anschließend entsprechend der installierten Leistung skaliert werden. Abregelungen oder Außerbetriebnahmen von Anlagen aufgrund von beispielsweise Störfällen, Abregelung von EE-Anlagen durch die ÜNB zur Erhaltung eines sicheren Netzbetriebs oder aufgrund von marktgetriebener Abregelung lassen sich nicht prognostizieren und werden entsprechend nicht berücksichtigt, sodass sich abweichende reale Einspeisemengen ergeben.

Es sei angemerkt, dass der technologiespezifische mittlere Monatsmarktwert, der zur Berech-

¹Die realen IST-Einspeisedaten werden nicht ex-post von den ÜNB veröffentlicht, da sie diese Daten als sensibel betrachtet werden und nur für die anlagenspezifische EE-Vergütungsabrechnung genutzt werden.

Tabelle 4-0: Übersicht der relativen Abweichung der verwendeten Ist-Daten (1) zu Referenzdaten (2) (ÜNB 2015c, ÜNB 2014a, ÜNB 2015d)

Datentyp	δ_{fehler}	
	2012	2013
Strommengen EEG-fähiger Anlagen	Quelle: (1) netztransparenz.de Quelle: (2) EEG-Jahresabrechnung	
Windenergieanlagen an Land	-8,1 %	-9,0 %
PV-Anlagen	3,1 %	-2,5 %
Installierte Anlagenleistung	Quelle: (1) Anlagenstammdaten2013 Quelle: (2) IE Leipzig	
Windenergieanlagen an Land	0,9 %	-0,4 %
PV-Anlagen	4,6 %	3,5 %
Kosten der Regelleistungsvorhaltung	Quelle: (1) regelleistung.net Quelle: (2) Monitoringbericht	
PRL	3,1 %	5,8 %
SRL	-0,2 %	0,5 %
MRL	11,1 %	0,9 %
durchschnittlich bezuschlagte Leistung	Quelle: (1) regelleistung.net Quelle: (2) Monitoringbericht	
PRL	4,1 %	6,2 %
SRL, positiv	1,1 %	0,6 %
SRL, negativ	1,5 %	1,0 %
MRL, positiv	0,5 %	0,3 %
MRL, negativ	-0,7 %	0,2 %
abgerufene Regelarbeit	Quelle: (1) regelleistung.net Quelle: (2) Monitoringbericht	
PRL	x	x
SRL, positiv	-0,1 %	-3,8 %
SRL, negativ	-2,9 %	0,5 %
MRL, positiv	-2,1 %	-0,1 %
MRL, negativ	5,9 %	-0,0 %

nung der Marktprämienhöhe für Anlagen in der Direktvermarktung dient, über die Werte der Online-Hochrechnung bestimmt wird, sodass ein Marktwertvergleich der Technologien bei Verwendung dieser Daten gemäß der offiziellen Werte erfolgt.

Installierte Anlagenleistung

Die installierte Anlagenleistung wurde gemäß den „Anlagenstammdaten 2013“ der ÜNB bestimmt (ÜNB 2014a). Für Referenzwerte sind eine Reihe von Veröffentlichungen verfügbar, wie beispielsweise das Anlagenregister für PV-Anlagen der Bundesnetzagentur (**BNetzA** 2014), Zahlen des BDEW (**BDEW** 2014), der Arbeitsgruppe für erneuerbare Energien des BMWi (**AGEE**) oder des Energieinstituts Leipzig (**Reichmuth** et al. 2014). Die installierte Leistung differiert dabei zwischen den Quellen. Während für die installierte Leistung an Windenergieanlagen die Differenzen gering sind (maximal 300 MW), werden bei PV-Anlagen signifikante Abweichungen erreicht. So werden beispielsweise im Anlagenregister der Bundesnetzagentur 31.470 MW an installierter PV-Anlagenleistung angegeben, während die Anlagenstammdaten der ÜNB 34.223 MW ausweisen.

Die Abweichungen sind zum Teil auf die fehlende Pflicht, vor dem 01. Januar 2010 neu installierte PV-Anlagen an die Bundesnetzagentur zu melden, zurückzuführen. Die im Anlagenregister aufgeführte Leistung wurde gemäß dem Paragraphen §31 Abs.6 Nr.3 des EEG2014 entsprechend den Daten der ÜNB angepasst (**BMJV** 2014).

Jedoch weisen die Anlagenstammdaten auch unter Berücksichtigung der Korrektur Abweichungen zum Anlagenregister auf, wie die Studie „Jahresprognose zur EEG-Stromeinspeisung für 2015“ bestätigt, die in der Folge auf die Daten der ÜNB zurückgreift (**Reichmuth** et al. 2014). Da diese Studie die Publikation mit den aktuellsten Werten darstellt, wurde sie als Referenz betrachtet.

Der Grund für die bestehenden Abweichungen in den Jahren 2012 und 2013 zu den Referenzwerten lässt sich auf Basis der Informationslage nicht weiter erörtern.

Regelleistung

Die Daten des Regelleistungsmarktes wurden entsprechend den Veröffentlichungen der ÜNB erfasst (ÜNB 2015d). Die Berechnung der Vergütung der Regelleistungsvorhaltung erfolgte anhand der gelisteten bezuschlagten Angebote. Ausgehend von den bezuschlagten Geboten wurde eine Merit-Order-Liste der Arbeitspreise gebildet. Die in 15-Minuten-Intervallen aggregierten Regelarbeitsabrufe wurden anschließend den jeweiligen Regelleistungsprodukten zugeordnet und die Vergütung entsprechend ihrer Gebote („Pay-as-bid“) bestimmt. Die resultierenden Gesamtkosten für Regelleistungsvorhaltung und Regelarbeitsabruf wurden mit den Referenzwerten aus dem „Monitoringbericht 2013“ und „Monitoringbericht 2014“ verglichen (**BNetzA**;

Bundeskartellamt 2014a, BNetzA; Bundeskartellamt 2014b).²

Es zeigen sich bei der Primärregelleistung Abweichungen in Höhe von $\delta_{fehler} = 3...6\%$, die sich auf eine Abweichung in der bezuschlagten Regelleistung zurückführen lässt. Diese ist bedingt durch die Tatsache, dass in 2012 der Schweizer ÜNB Swissgrid AB mit 25 MW und seit Mitte 2013 der Niederländische ÜNB TenneT B.V. mit 35 MW der Ausschreibung beigetreten sind und die veröffentlichten Werte diese Ausschreibungsmengen berücksichtigen, während die Referenzwerte nur auf Deutschland bezogen sind.

Für die Abweichungen der abgerufenen Minutenreserveleistungen 2012 ließ sich keine Erklärung finden, verglichen mit den anderen Werten scheint es sich jedoch um einen Einzelfall zu handeln. 2013 ist die Abweichung für positive und negative MRL und SRL maximal $\delta_{fehler} = 1,0\%$

Die Referenzwerte enthalten hierbei lediglich die Kosten der Leistungsvorhaltung, da die Vergütung der abgerufenen Regelarbeit über die Ausgleichsenergiepreise an die, für das Bilanzkreisungleichgewicht verantwortlichen Akteure weitergegeben wird und somit keine Kosten für den Endverbraucher entstehen.

4.2 Vermarktung am Day-Ahead-Spotmarkt

Bei der nachfolgenden Betrachtung der Erlössituation der fluktuierenden EE und des Stromspeichereinsatzes am Day-Ahead Spotmarkt wird lediglich die Erlösseite betrachtet, abzüglich der bei Stromspeicher anfallenden Betriebskosten durch Wandlungsverluste. Kosten für die Vermarktung der Strommengen, beispielsweise für Personal, die Handelsanbindung und die Prognoseerstellung, die bei der realen Vermarktung von Strommengen anfallen, werden nicht berücksichtigt.

4.2.1 Direktvermarktung von fluktuierenden EE

Die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell ist seit der letzten Novelle des EEG im August 2014 als verpflichtender Vermarktungsweg für Neuanlagen vorgesehen (siehe Kapitel 2.1.3). Die zu erzielenden Erlöse am Day-Ahead Spotmarkt gewinnen somit an Bedeutung bei der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Für die fluktuierenden EE ergibt sich hierbei allerdings die Problematik des Marktwertverlustes (siehe Kapitel 2.3).

Die technologiespezifischen Erlöse fluktuierender erneuerbarer Energienanlagen am Day-Ahead Spotmarkt $RE_{i_{fEE},DA,t}$ berechnen sich aus den erzeugten Energiemengen einer Stunde $E_{i_{fEE},t}$, die zum Spotmarktpreis $v_{DA,t}$ gehandelt werden. Die erzeugte Energiemenge von

²Der „Monitoringbericht 2013“ betrachtet das Jahr 2012 und der „Monitoringbericht 2014“ das Jahr 2013.

fluktuierenden erneuerbare Energienanlagen je Stunde und MW wird dabei durch Volllaststunden $FLH_{i_{fEE},t}$ erfasst, die sich aus dem Verhältnis der stündlichen Einspeisemenge aller Anlagen dieser Technologie in Deutschland $E_{i_{fEE},DE,t}$ zur installierten Leistung dieser Technologie $P_{i_{fEE},DE,t}$ berechnen (Gleichung 4-2).

$$RE_{i_{fEE},DA,t} = FLH_{i_{fEE},t} \cdot v_{DA,t}$$

Mit: $FLH_{i_{fEE},t} = \frac{E_{i_{fEE},DE,t}}{P_{i_{fEE},DE,t}}$ (4-2)

Und: $i_{fEE} := \{wind, pv\}$

Abbildung 4-1 zeigt für die Jahre 2012 bis 2014 die monatlich durchschnittlich zu erzielenden Erlöse von Windenergieanlagen (blau) und PV-Anlagen (rot) in der Direktvermarktung (gestrichelte Linien) und am Day-Ahead Spotmarkt (durchgezogene Linien), sowie die Day-Ahead Spotmarkterlöse, die sich bei gleichen Energiemengen, jedoch konstantem Erzielen des mittleren Spotmarktpreises MW_{EPEX} ergeben würden (graue Linie) (ÜNB 2015c).

Die Spotmarkterlöse für Windenergieanlagen summieren sich monatlich auf durchschnittlich rund 4.000 €/MW. Aufgrund der dargebotsabhängigen Einspeisemengen schwanken die Erlöse saisonal und sind bei WEA in den Wintermonaten vergleichsweise hoch und in den Sommermonaten niedrig. Bei PV-Anlagen sind die monatlichen Erlöse stärker entsprechend der Witterungsbedingungen saisonal geprägt und erreichen in den Wintermonaten Tiefststände, sowie in den Sommermonaten Höchststände. Der Mittelwert der monatlichen Erlöse aus dem Spotmarkthandel von Strommengen aus PV-Anlagen liegt bei ca. 2.850 €/MW.

Bei der Analyse ist zu beachten, dass die berechneten Erlöse auf durchschnittlichen, von allen WEA und PV-Anlagen in Deutschland eingespeisten Energiemengen beruhen. Bei einer anlagenspezifischen Betrachtung sind deutliche Unterschiede aufgrund standortspezifischer Einspeiseprofile und der verwendeten Anlagentechnologie zu erwarten.

Der Direktvermarktungserlös der fluktuierenden EE-Anlagen ergibt sich gemäß Kapitel 2.1.3 aus dem beschriebenen Spotmarkthandel der eingespeisten Energiemenge, sowie der Marktprämie und der Managementprämie.

Die Höhe der Marktprämie ist abhängig vom anzulegenden Wert der jeweiligen Anlage. Zur Betrachtung der Direktvermarktungserlöse werden die exemplarisch anzulegenden Werte in Höhe von 6,19 €/MWh für Windenergieanlagen, was einer Anlage Baujahr 1997 in der Grundvergütung entspricht, und 12,97 €/MWh für PV-Anlagen entsprechend einer Freiflächenanlage Baujahr 2012 gewählt. Dies stellt für beide Anlagentypen vergleichsweise niedrige Vergütungssätze dar, sodass eine Direktvermarktung nach Marktprämienmodell wahrscheinlich ist, da die Managementprämie im Verhältnis zum anzulegenden Wert hoch ist und somit eine ho-

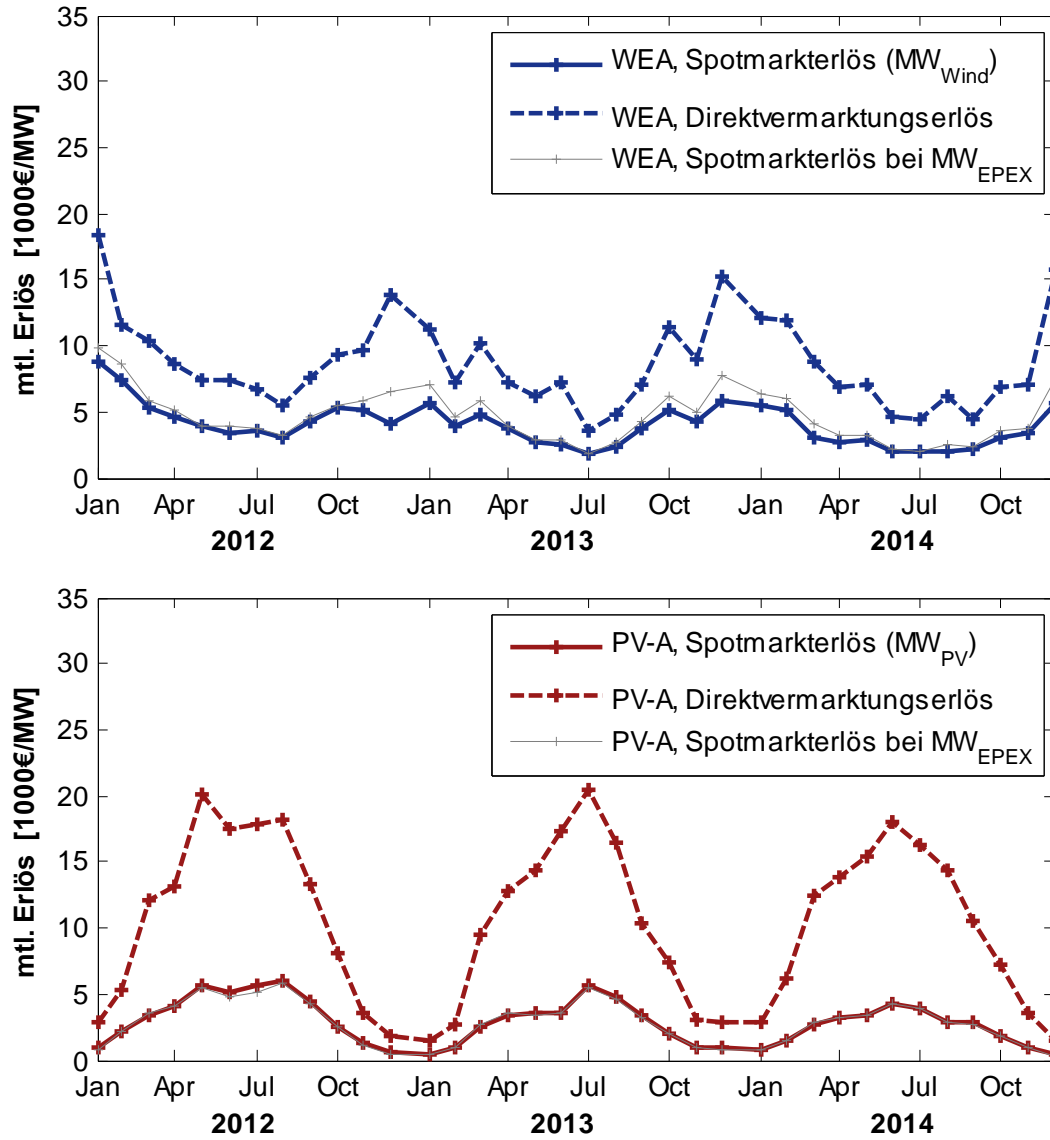


Abbildung 4-1: Monatliche Erlöse von Windenergieanlagen (blau) und PV-Anlagen (rot) am Day-Ahead Spotmarkt (durchgezogene Linien) und in der Direktvermarktung (gestrichelte Linien; anzulegende Werte: WEA: 6,19 €/MWh, PV-A.: 12,97 €/MWh) sowie Spotmarkterlös bei Erzielen des durchschnittlichen Spotmarktwertes MW_{EPEX} (grau)

he Erlössteigerung möglich ist. Es wird für beide Anlagentypen eine Fernsteuerbarkeit angenommen, sodass sich die Managementprämie für das Jahr 2012 auf 1,2 €/MWh, für 2013 auf 0,75 €/MWh und für 2014 auf 0,6 €/MWh beläuft.

Die durchschnittlichen Direktvermarktungserlöse der exemplarischen Windenergieanlage (blaue gestrichelte Linie) mit rund 8.700 €/MW und der PV-Anlage (rote gestrichelte Linie) mit ca. 10.400 €/MW sind erwartungsgemäß um ein Vielfaches höher, als die zu erzielende Erlöse am Spotmarkt. Insbesondere für Windenergieanlagen zeigt sich im Vergleich der Direktvermarktungserlöse nach Marktprämienmodell mit den reinen Spotmarkterlösen ein teilweise entgegengesetzter Verlauf. Während beispielsweise die Spotmarkterlöse im Dezember 2012 gegenüber dem Vormonat um 20 % fallen, nehmen die Direktvermarktungserlöse um rund 40 % zu. Auch im August 2014 ist dieser Effekt zu beobachten. Im Vergleich zum Juli des Jahres stagnieren die Spotmarkterlöse nahezu (+3 %) und die Direktvermarktungserlöse erhöhen sich um ca. 40 %.

Der Grund hierfür liegt im Marktwertverlust der dargebotsabhängigen Windenergieanlagen bedingt durch die Gleichzeitigkeit der Einspeisung (siehe Kapitel 2.3) (Reeg 2014). Aufgrund der Wetterlage speisen WEA große Mengen Strom ein und in der Folge sinken die Spotmarktpreise, zu denen die Strommengen aus den WEA verkauft werden können. Da jedoch die Marktprämie bei durchschnittlich sinkenden Vermarktungserlösen am Day-Ahead Spotmarkt steigt, wird in der Direktvermarktung, entsprechend der festen Einspeisevergütung, der Malus kompensiert.

Zur Verdeutlichung des Marktwertverlustes sind in Abbildung 4-1 für beide Anlagentechnologien die Erlöse eingetragen, die sich bei selber Anzahl an Volllaststunden jedoch konstanten Spotmarktpreisen in Höhe des ungewichteten Monatsmittelwertes ergeben (graue Linie). Während bei PV-Anlagen hierbei nur geringe Abweichungen auftreten, sind insbesondere in den Wintermonaten und speziell im Dezember bei WEA hohe Abweichungen zu erkennen, die sich mit dem vermehrten Auftreten von negativen Börsenpreisen begründen lassen (Götz et al. 2014).

Die Erlössituation von Windenergieanlagenbetreiber zeigt, dass nach dem Ausscheiden aus der gesetzlichen Förderung mittels Direktvermarktung nach Marktprämienmodell der Anreiz besteht, die Einspeisung zeitlich zu verschieben und so die Vermarktungserlöse zu optimieren. Eine Möglichkeit hierfür stellen Stromspeicher dar.

4.2.2 Arbitrageerzielung mittels Stromspeicher

Eine Vermarktungsmöglichkeit für Stromspeicher ergibt sich daraus, die über die Zeit variierenden Day-Ahead Spotmarktpreise zur Generierung von Erlösen zu nutzen. Die Speicherbetriebsstrategie hierfür wurde in Kapitel 3.3.1 definiert. Die Erlöse berechnen sich demnach

abzüglich der Wandlungsverluste und der Selbstentladung.

Es werden exemplarisch die Erlöspotenziale der Natrium-Schwefel-Batterietechnologie betrachtet, die aufgrund der hohen maximalen Speicherzyklenzahl den geringsten jährlichen Gesamtaufwand erzeugen. Eine detaillierte Betrachtung der Erlös- und Aufwandssituation aller, in Kapitel 3.2 gewählter Stromspeichertechnologien folgt in Kapitel 4.2.3.

Die Randbedingungen für die Erlösberechnung des Stromspeicherbetriebs stellen die Day-Ahead Marktpreise der EPEX Spot (**EPEXSpot** 2015), das gewählte Verhältnis von Kapazität zu installierter Leistung von $E2P = 1$ und die Mindstdifferenz des Börsenpreises zwischen Ein- und Ausspeicherzeitpunkt dar, die auf $spread_{min} = 15 \text{ €/MWh}$ festgelegt wurden.

Die Abbildung 4-2 zeigt für die Jahre 2012-2014 die monatlich zu erzielenden Erlöse eines 1 MW-NaS-Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt in schwarz und in grau die Anzahl der monatlich möglichen Speicherzyklen.

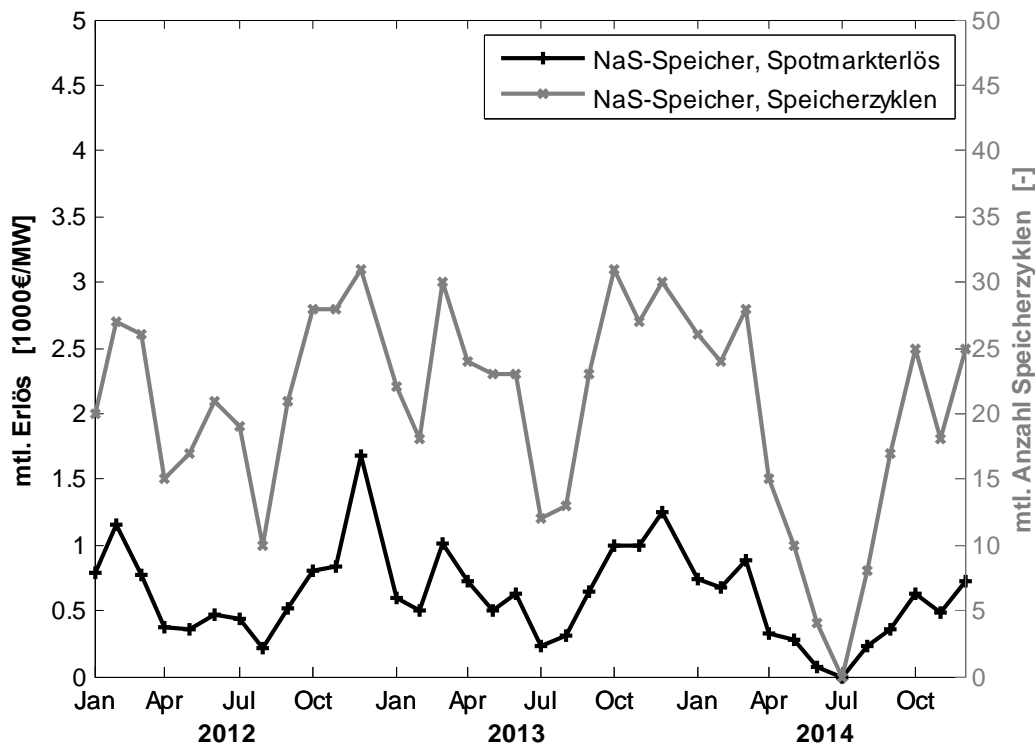


Abbildung 4-2: Monatlicher Erlös (schwarz) eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen (grau) bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt zur Erzielung von Arbitrage in den Jahren 2012-2014

Die monatlichen Erlöse des Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt belaufen sich auf durchschnittlich 620 €/MW bei einer mittleren Zyklenzahl von 20,5. Der durchschnittliche Erlös je Zyklus beläuft sich auf $27,8 \text{ €/MWh}$.³

³Aufgrund des gewählten $E2P=1$ und den ausschließlich betrachteten vollständigen Lade- und Entladezyklen

Maximal sind die Erlöse im Dezember 2012 mit 1.680 €/MW, die sich aufgrund außergewöhnlich hoher Preisschwankungen und Preisunterschiede, sowie hoher negativer Börsenpreise über die Weihnachtsfeiertage am 25./26.12. ergeben (Götz et al. 2014).

Das Minimum wird im Juli 2014 durch einen Speicherstillstand und folglich 0 €/MW Erlös erreicht. Dies resultiert aus geringen Preisschwankungen bei gleichzeitig moderaten Tiefstpreisen innerhalb eines Tages im Juli. Nach Gleichung 3–22 ergibt sich für die maximale Preisdifferenz im Juli am 06.07.2014 bei einem maximalen Börsenpreis von 42,0 €/MWh und einem minimalen Börsenpreis von 18,4 €/MWh nach Abzug der Wandlungsverluste (Gl. 3–3 und 3–5) ein Deckungsbeitrag von 14,0 €/MWh. Dieser liegt unter dem definierten Spread von $spread_{min} = 15$ €/MWh, sodass kein Speicherzyklus durchgeführt wird.

Bei separater Betrachtung der Jahre ergibt sich für 2012 und 2013 jeweils ein Gesamterlös pro Jahr von 8.400 €/MW. In 2014 beträgt der Gesamterlös durch Speichereinsatz lediglich 5.400 €/MW und ist somit um rund 36 % gesunken. Der Grund liegt in niedrigeren, täglich auftretenden Preisunterschieden.

Nachdem die Erlöse durch Speichereinsatz und von fluktuierenden EE-Anlagen am Day-Ahead Spotmarkt aufgezeigt wurden, lassen sich Korrelationen der Erlössituation beider Technologien ermitteln. Da PV-Anlagen aktuell bereits zu Tageszeiten mit tendenziell hohen Spotmarktpreisen einspeisen (siehe Differenz PV-Marktwert (rot) zu mittlerem Börsenpreis (grau) in Abbildung 4-1) und folglich keinen Speichereinsatz ermöglichen, werden lediglich Abhängigkeiten zwischen dem Speicherbetrieb und der Einspeisung aus WEA betrachtet.

Abbildung 4-3 zeigt die Erlöse des NaS-Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt (schwarz) im Vergleich zur Erlösdifferenz von WEA am Spotmarkt, aufgrund des Marktwertverlustes (blau).

Die Erlösdifferenz $RE_{Wind,DA,diff,t}$ berechnet sich gemäß Gleichung 4–3 aus dem, bei kontinuierlicher Einspeisung theoretisch zu erzielenden Spotmarkterlös MW_{EPEX} (graue Linie in Abb. 4-2) abzüglich des zu erzielenden Spotmarkterlöses, bei einem Einspeiseverlauf, der der realen Einspeisung aller WEA in Deutschland entspricht (blaue durchgezogene Linie in Abbildung 4-2).

$$RE_{Wind,DA,diff,t} = FLH_{Wind,t} \cdot (v_{DA,t} - MW_{EPEX}) \quad (4-3)$$

Es zeigt sich eine hohe positive Korrelation der Stromspeichererlöse mit der Erlösdifferenz $RE_{Wind,DA,diff,t}$ (Pearson-Korrelationskoeffizient: 0,79) (Johnson; Miller; Freund 2011).

Ausnahmen bilden die hohen Erlösdifferenzen von WEA im Monat Dezember in allen drei Jahren, die nur teilweise durch den Speichereinsatz ausgeglichen werden können. Dies ist bedingt

entspricht ein Zyklus der Speicherstrommenge 1 MWh.

durch das gewählte E2P-Verhältnis von $E2P = 1$, da bei anhaltend negativen Spotmarktpreisen, wie sie vermehrt im Dezember auftreten, nur der Zeitpunkt mit minimalem Wert zur Einspeicherung genutzt werden kann und anschließend erst ein Ausspeichervorgang folgen muss, bevor wieder eingespeichert werden kann.

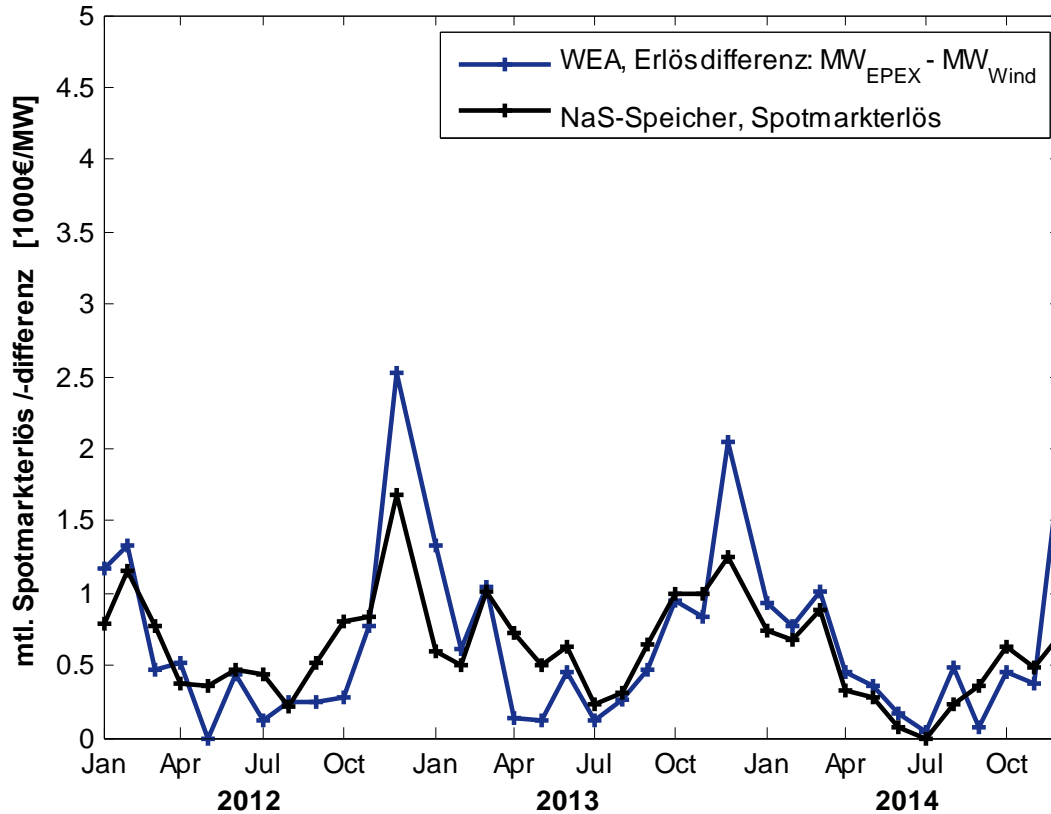


Abbildung 4-3: Monatlicher Erlös eines NaS-Speichereinsatzes am Day-Ahead Spotmarkt (schwarz) und Erlösdifferenz einer WEA, die sich aus dem mittlerem Day-Ahead Spotmarktwert (MW_{EPEX}) abzüglich des realen Marktwertes der Windenergie (MW_{wind}) ergibt (blau)

Wie beispielsweise die Monate September und Oktober 2012, sowie April und Mai 2013 nahelegen, in denen die Stromspeichererlöse am Spotmarkt höher sind, als die Erlösdifferenz $RE_{Wind,DA,diff,t}$ der WEA, beeinflussen zusätzlich zur Windenergieeinspeisung weitere Faktoren den Spotmarktpreis und somit die Erzielung von Arbitragegewinnen am Day-Ahead Spotmarkt durch Stromspeicher.

Aus der hohen positive Korrelation der Stromspeichererlöse mit der Erlösdifferenz $RE_{Wind,DA,diff,t}$ lässt sich trotz der Abweichungen folgern, dass sinkende Spotmarktpreise, bedingt durch hohe Einspeisemengen aus WEA, vom Stromspeicher genutzt werden, um Arbitragegewinne zu erzielen. Bei Betreiberidentität von Windenergieanlagen und Stromspeicher können demnach sinkende Erlöse der WEA am Spotmarkt, aufgrund des Marktwertverlustes

durch den Einsatz von Stromspeichern ausgeglichen werden. Eine bedarfsorientierte Einspeisung der dargebotsabhängigen Windenergieanlagen, durch Ausrichten an Preissignalen des Day-Ahead Spotmarktes könnte folglich, in Kombination mit Speichertechnologien erreicht werden.

Die Frage, ob sich eine Investition in Stromspeicher durch die resultierenden Erlöse aus der Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt amortisiert, bleibt hierbei jedoch unbeantwortet.

4.2.3 Wirtschaftlichkeit des Stromspeichereinsatzes

Für Marktakteure stehen mögliche Erlöse durch den Stromspeichereinsatz stets in Relation zum Aufwand, der sich aus den fixen und variablen Betriebs-, sowie Investitionskosten ergibt. Einen Überblick zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern bei einem Einsatz zur Arbitrageerzielung am Spotmarkt wird in Abbildung 4-4 gegeben.

Zur Analyse der Wirtschaftlichkeit werden für die vier betrachteten Stromspeichertechnologien, Erlös (innerer Balken) und Aufwand (äußerer Balken) mit Parameterwerten für die Jahre 2013 und 2023 dargestellt (siehe Kapitel 3.2). Zu beachten ist, dass im Gegensatz zum vorangehend betrachteten monatlichen Erlös je MW nun die jährliche Erlös- und Aufwandssituation von Stromspeichern abgebildet ist.

Die Berechnung des Aufwands erfolgt gemäß Kapitel 3.1.2 mit einem kalkulatorischen Zinssatz von $IR = 6\%$. Die Erlösberechnungen für die Speichertechnologien Blei-Säure (schwarz), Lithium-Ionen (blau) und Vandarium-Redoxflow (rot) erfolgen analog zu den Berechnungen in Kapitel 4.2.2 für die Natrium-Schwefel-Batterie (blaugrau) mit einem einheitlichen $E2P = 1$. Es wurden die Day-Ahead Spotmarktpreise des Jahres 2013 verwendet.

Bei Betrachtung des Aufwands wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb bei Fokussierung auf Arbitragegewinne am Day-Ahead Spotmarkt, für keine der betrachteten Stromspeichertechnologien möglich ist. Im Fall der NaS-Batterietechnologie, bei der die geringste Differenz zwischen Erlös und Aufwand erreicht wird, entstehen bei einem Erlös von 8.400 €/MW jährliche Kosten von rund 40.200 €/MW.

Die prinzipielle Eignung eines Stromspeichers, die bedarfsorientierte Einspeisung von dargebotsabhängigen Windenergieanlagen durch Ausrichten an Preissignalen der Spotmärkte zu fördern, ist folglich mit einem hohen Aufwand verbunden.

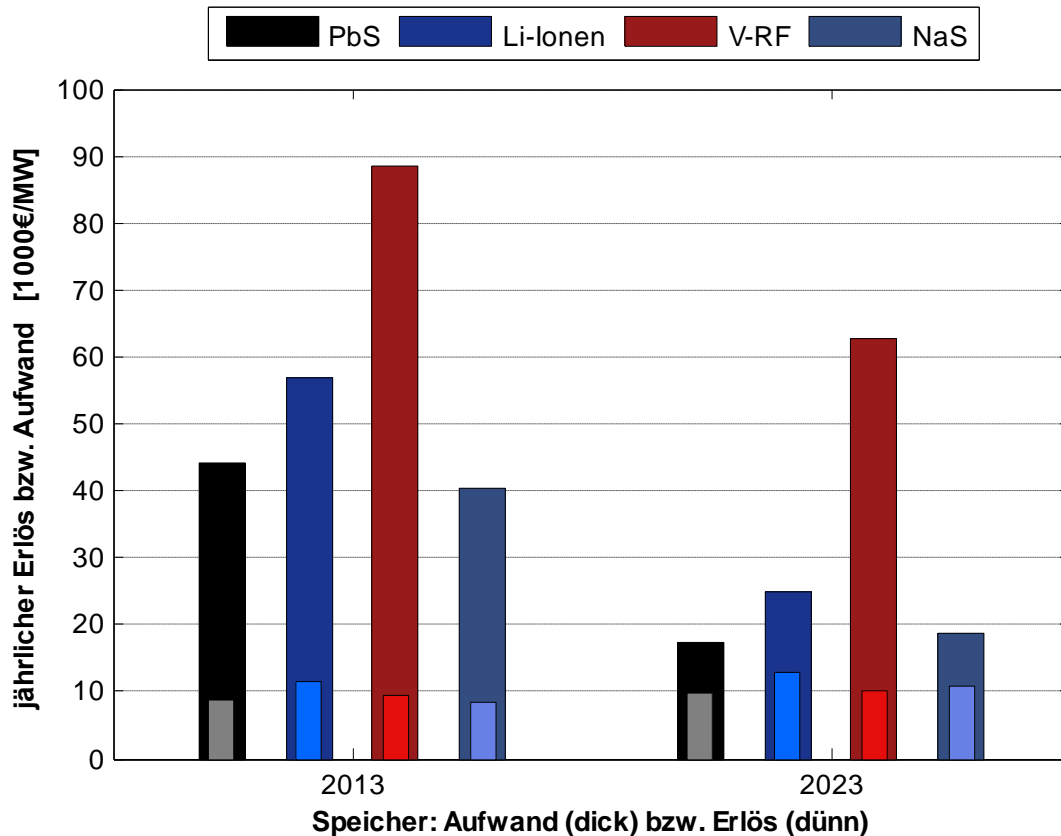


Abbildung 4-4: Jährlicher Erlös (innere, dünne Balken) und Aufwand (äußere, dicke Balken) der Batterietechnologien Blei-Säure (schwarz), Lithium-Ionen (blau), Vanadium-Redoxflow (rot) und Natrium-Schwefel (blaugrau) für die Jahre 2013 und 2023

Für die Erlösbestimmung wurde ein einheitlicher Mindestpreisunterschied von $spread_{min} = 15 \text{ €/MWh}$ gewählt. Die Erlöse der Speichertechnologie variieren trotzdem, da der Spread nach Abzug der Wandlungsverluste erreicht werden muss und somit abhängig vom Wirkungsgrad der Speichertechnologie ist. Mit $\eta_{tot} = 83 \%$ ist dieser bei Lithium-Ionen-Batterien maximal, wodurch eine höhere Anzahl an Speicherzyklen möglich ist. Die Erlöse liegen mit 11.600 €/MW um rund 38% über denen der Natrium-Schwefel-Batterie, die den geringsten Wirkungsgrad aufweist ($\eta_{tot} = 72 \%$).

Bei vergleichbaren anfänglichen Investitionskosten übersteigt der jährliche Aufwand der Li-Ionen-Batterie die Annuität der NaS-Batterie um ca. 26.000 €/MW ($+41 \%$). Dies resultiert aus der um 60% reduzierten maximalen Speicherzyklenzahl. Verdeutlicht wird der große aufwandsseitige Einfluss der Zyklusfestigkeit bei Betrachtung der PbS-Batterie (ETG-VDE 2009). Mit einer angenommenen maximalen Zykluszahl von $cyc_{max} = 1.250$ wird nach ca. 5 Jahren die technische Lebensdauer der Speichereinheit erreicht. Trotz der um 37% niedrigeren anfänglichen Investitionskosten gegenüber der NaS-Batterie entsteht somit ein um ca.

4.000 €/MW höherer jährlicher Aufwand (+10 %).

Bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Jahr 2023 lassen sich Einflüsse prognostizierter technischer und ökonomischer Entwicklungen auf den Aufwand und Erlös erkennen. Die Speichererlöse im Jahr 2023 wurden anhand der Börsenpreise des Jahres 2013, unter Berücksichtigung verbesserter Gesamtwirkungsgrade berechnet (siehe Tabelle 3-2). Die Mindestpreisdifferenz wurde bei $spread_{min} = 15 \text{ €/MWh}$ belassen.

Auch bei signifikanter Verbesserung der technischen und ökonomischen Parameter bis zum Jahr 2023, ist unter den gegenwärtigen Bedingungen kein wirtschaftlicher Stromspeicherbetrieb am Day-Ahead Spotmarkt möglich. Unter der Annahme, dass bei Natrium-Schwefel-Batterien eine Wirkungsgradsteigerung von 9 %-Punkten möglich ist und die Erstinvestitionskosten um 52 % sinken, ergibt sich ein Erlös von 10.900 €/MWh (+30 %) und ein Aufwand von 18.800 €/MWh (-47 %). Der Erlös steigert sich deutlich, aufgrund geringerer variablen Betriebskosten und einer höheren Anzahl an durchgeführten Speicherzyklen. Der reduzierte Aufwand lässt sich mit den verringerten anfänglichen Investitionskosten begründen.

Bei PbS- und Li-Ionen-Batterien zeigt sich, dass zusätzlich zur Degression der Erstinvestitionskosten, insbesondere die Steigerung der maximalen Speicherzyklenzahl einen starken positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit hat. Bei PbS-Batterien beispielsweise, reduziert sich der Aufwand (-60 %) überproportional zu den verringerten anfänglichen Investitionskosten (-40 %).

Es lässt sich festhalten, dass auch bei drastisch verbesserten Stromspeichertechnologien unter den gegenwärtigen Marktbedingungen kein wirtschaftlicher Anreiz für Akteure am Strommarkt besteht, in einen Stromspeicher zur Erzielung von Arbitrage am Day-Ahead Spotmarkt zu investieren. Ein marktgetriebener Ausgleich der Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energienanlagen durch Ausrichten an den Preissignalen des Spotmarktes, ist aktuell nicht zu erwarten (**Pape et al. 2014, Agora-Energiewende 2014**).

Allerdings lässt sich durch eine Doppelnutzung die Wettbewerbsfähigkeit von dezentralen Stromspeichern deutlich erhöhen (**Pape et al. 2014**). So können Batteriespeicher beispielsweise durch ihre hohe Reaktionsgeschwindigkeit zur Netzstabilität beitragen oder einen reduzierten (Verteil-)Netzausbau ermöglichen und als Sekundärfunktion bei entsprechender Dimensionierung am Spotmarkthandel teilnehmen.

4.3 Vermarktung an den Regelleistungsmärkten

Durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zu denen unter anderem die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistungen zur Frequenzhaltung gehören, wird ein stabiler Netzbetrieb sichergestellt. Die Frequenzhaltung ist Aufgabe der vier Übertragungsnetzbetreiber, denen

hierfür die Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelleistung, sowie die Minutenreserve zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 2.1.2). Die Regelleistungsarten werden entsprechend ihrer Angebotsgrößen und -zeiträumen von den ÜNB ausgeschrieben.

Bei in Zukunft weiter steigenden Anteilen der erneuerbaren Energien ist es aus systemtechnischer Sicht notwendig, dass auch diese einen Beitrag zur Systemstabilität leisten (**dena** 2014). Die technischen Voraussetzungen werden durch Windenergieanlagen erfüllt, allerdings sind noch rechtliche Voraussetzungen zu schaffen, die eine (wirtschaftliche) Teilnahme für fluktuierende EE-Anlagen am Markt für Minutenreserveleistung ermöglichen (**dena** 2014). Zu definieren ist beispielsweise ein, als ausreichend erachtetes Sicherheitsniveau zur Erbringung der angebotene Regelleistung, bei einer mittels probabilistisch bestimmten Leistungsprognose, sowie ein geeignetes Nachweisverfahren der erbrachten Regelleistung durch dargebotsabhängige erneuerbare Energieanlagen (**Brauns et al.** 2014).

Der wirtschaftliche Anreiz zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten wird durch mögliche Erlössteigerungen gegenüber der (reinen) Vermarktung am Energy-Only-Markt gegeben. Während für Stromspeicher die Teilnahme an allen drei Regelleistungsmärkten möglich ist, wird für fluktuierende EE-Anlagen lediglich eine Teilnahme am negativen Minutenreservemarkt erwartet (**dena** 2014). Der positive Regelleistungsmarkt ist aufgrund der Tatsache, dass fluktuierende Energieerzeugungsanlagen für eine mögliche Leistungserhöhung eine abgeregelte Fahrweise verfolgen müssen, wirtschaftlich nicht attraktiv (**IWES** 2014).

Entsprechend werden zu Beginn des Kapitels die Erlösmöglichkeiten am negativen MRL-Markt getrennt untersucht, um für fluktuierende erneuerbare Energien das wirtschaftliche Potenzial der Teilnahme aufzuzeigen. Im Anschluss erfolgt die Untersuchung möglicher Erlöse für Stromspeicher, die sich durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, ohne Einschränkung hinsichtlich Regelleistungsqualität und -produkt ergeben. Abschließend wird die Erlössituation des Speichers dem Aufwand gegenübergestellt und die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes diskutiert.

4.3.1 Vorhaltung negativer Minutenreserveleistung

Die Minutenreserve stellt die Regelleistungsart mit den geringsten Anforderungen dar, insbesondere bezüglich der vorgegebenen Abrufverfügbarkeit und Angebotslänge (Kapitel 2.1.2).

Bei der Minutenreserveleistung wird für bezuschlagte Gebote die Leistungsvorhaltung vergütet und im Fall eines Abrufs die Regularbeit in Höhe des definierten Arbeitspreises. Die Ausschreibung der benötigten Leistung erfolgt getrennt für positive und negative Leistung für 365 Tage im Jahr in sechs Zeitscheiben (ZS) mit jeweils vier Stunden Angebotslänge.

Abbildung 4-5 zeigt die jährlichen Kosten der ÜNB in den Jahren 2012-2014, die durch Vorhaltung und Abruf von Minutenreserve aggregiert für die sechs Zeitscheiben entstanden sind.

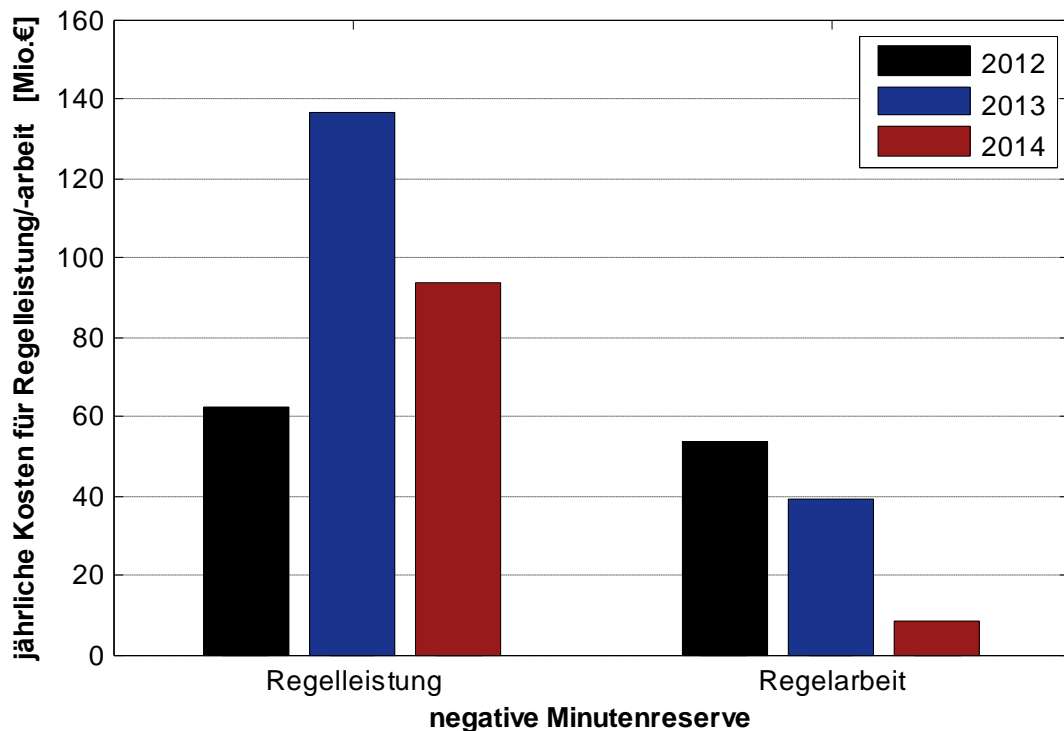


Abbildung 4-5: Jährliche Kosten, die durch Vorhaltung und Abruf von Minutenreserve in den Jahren 2012-2014 für die ÜNB entstanden sind (basierend auf ÜNB 2015d)

Die jährlichen Gesamtkosten für die Vorhaltung von negativer Minutenreserve variieren stark. 2012 kommt es zu einem Anstieg von 63 Mio. € auf 136 Mio. € in 2013 und einem anschließenden Rückgang 2014 auf 93 Mio. €. Der Anstieg 2013 ist neben einer erhöhten durchschnittlichen Ausschreibungsmenge (+11 %) gegenüber 2012 insbesondere auf signifikant gestiegene Leistungspreise von +88 %, bezogen auf den mittleren mengengewichteten Leistungspreis zurückzuführen. Bei gleichbleibender durchschnittlicher Ausschreibungsmenge 2014 fällt der mittlere mengengewichtete Leistungspreis wieder und erreicht im Vergleich zu 2012 ein deutlich höheres Niveau (+27 %).

Die jährlichen Kosten im Zuge der Vergütung abgerufener Regelleistung nehmen stetig ab. Verglichen mit 2012 fallen die Kosten 2013 um 26 % und sind 2014 mit 8,4 Mio. € um rund 84 % gegenüber 2012 gesunken. Der Hauptgrund hierfür liegt in den sehr hohen Zahlungen 2012 für negative Minutenreserve im Zeitraum 22.12.-31.12. In diesem Zeitraum lag der durchschnittliche Arbeitspreis gewichtet nach abgerufenen Arbeitsmengen bei 872 €/MWh, während der Jahresdurchschnitt 2012 bei 49 €/MWh liegt. Entsprechend sind 2012 für 14 % der jährlich abgerufenen Regelarbeit rund 44 % des gesamten jährlichen Aufwands für negative MRL in

diesem Zeitraum angefallen.

2013 erfolgten bei ähnlichen Einspeisemengen aus Windenergieanlagen, in diesem Zeitraum 17 % und 2014 noch 10 % der gesamten Auszahlungen für den Abruf von negativer MRL. Ein weiterer Grund liegt in der reduzierten MRL-Abrufmenge gegenüber 2012 (2013: -31 %; 2014: -72 %), deren Ursache weitere Analysen bedarf. Mögliche Ursachen werden in einer gesteigerten Güte der Einspeiseprognosen für dargebotsabhängige EE zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe am Day-Ahead Spotmarkt vermutet, die zu einer geringeren Fahrplanabweichung und folglich zu einem reduzierten Einsatz von Regularbeit führt.

Die Höhe der Zahlungen für Regelleistungsvorhaltung zeigen, mit wenigen Ausnahmen, ein deutlich größeres Potenzial zur Erlösgenerierung auf, als die Vergütung für abgerufene Regularbeit. Da die Annahme eines Gebotes lediglich auf Basis des Leistungspreises erfolgt, kann die Festlegung eines optimierten Arbeitspreises unabhängig erfolgen.

Bei der Festlegung der Höhe des Leistungspreisgebotes ist zu berücksichtigen, dass es eine hohe Anzahl an Geboten für jede Zeitscheibe gibt, in Folge dessen rund 40 % aller Angebote abgelehnt werden (ÜNB 2015d). Eine Erlösmaximierung durch hohe Leistungspreisgebote ist folglich mit einem gesteigerten Risiko einer Ablehnung verbunden.

In Abbildung 4-6 sind die angenommenen Gebote für die Vorhaltung von negativer MRL, aggregiert für ein Jahr und die sechs Zeitscheiben, gemäß der Häufigkeit der Bezuschlagung für die Jahre 2012 und 2014 dargestellt.

Die Häufigkeitsverteilung gibt hierbei für jedes ganzzahlige Leistungsgebot die Anzahl an bezuschlagten Geboten an, die gerundet der entsprechenden Zahl zuzuordnen sind. Da sich 2013 eine ähnliche Verteilung ergibt wie 2014, wurde auf eine separate Darstellung verzichtet.

Zu beachten ist, dass in Abbildung 4-6 lediglich der Bereich von Leistungspreisgeboten bis 100 €/MW gezeigt wird, es jedoch noch eine geringe Zahl an höheren bezuschlagten Geboten gibt (Maximum 2012: 356 €/MW; Maximum 2014: 300 €/MW).

Es zeigt sich in 2012 und 2014 eine Häufung der Gebote bei niedrigen Leistungspreisgeboten. So sind 2012 67 % aller Gebote unter 13 €/MW, jedoch erzeugt das restliche Drittel der Leistungsgebote 75 % der Kosten. Während der Anteil 2014 an Geboten unter 13 €/MW nahezu gleich ist (65 %), werden durch die Gebote über 13 €/MW noch 32 % der Kosten erzeugt. Ein Grund für die veränderte Kostenstruktur liegt in der Verschiebung der häufigsten Leistungspreisgebote von rund 0 €/(MW ·4h) hin zu einem Preis von ca. 2 €/(MW ·4h), was durch die hohe Anzahl an niedrigen Geboten ebenfalls zu einer Kostensteigerung führt.

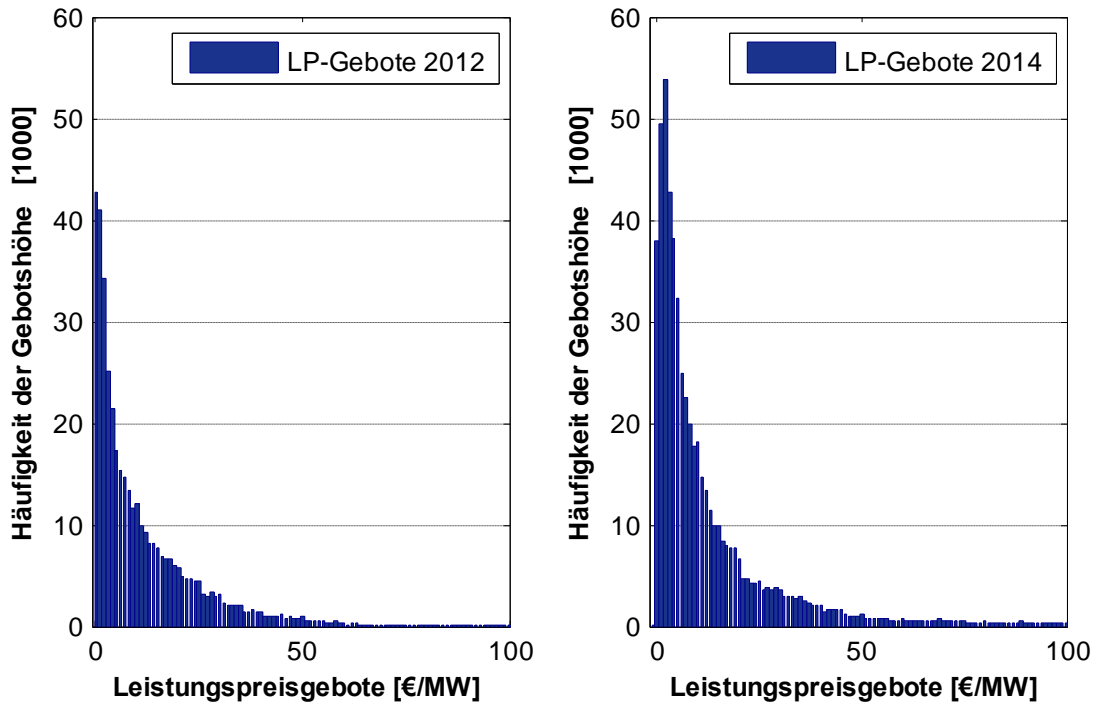


Abbildung 4-6: Häufigkeitsverteilung der bezuschlagten Leistungsgebote für negative MRL für die Jahre 2012 (links) und 2014 (rechts) (basierend auf ÜNB 2015d)

Eine potenzielle Teilnahme von fluktuierenden erneuerbaren Energienanlagen führt hierbei zu einem weiter ansteigenden Wettbewerb, was in der Folge weiter reduzierte durchschnittliche Leistungspreise erwarten lässt (**Brauns** et al. 2014).

In Abbildung 4-7 ist die Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreisgebote für die Jahre 2012 und 2014 gegeben. Es werden die Arbeitspreisgebote dargestellt, die den bezuschlagten Leistungspreisen zuzuordnen sind. Nur 10,7 % aller Arbeitspreisgebote, die den bezuschlagten Leistungspreisen zuzuordnen sind, werden hierbei später abgerufen.

Während 2012 die Arbeitspreisgebote noch wenige, konzentrierte Arbeitspreishäufigkeiten aufweisen und weitestgehend unter 1.000 €/MWh liegen, diversifiziert sich die Gebotsverteilung bezüglich des Bereichs über 1.000 €/MWh 2014 deutlich und weist bei einzelnen Arbeitspreisen eine sehr hohe Anzahl an Geboten auf.

Zu beachten ist bei beiden Darstellungen der Häufigkeitsverteilung, dass sie für alle Zeitscheiben aggregiert erfolgt. Die durchschnittliche Gebotshöhe und die zu erzielende Vergütung unterscheiden sich zwischen den Zeitscheiben deutlich (**Reeg** et al. 2013). Da hier jedoch ein Überblick über die Gesamterlöse der negativen MRL gegeben werden soll, wird dies nicht weiter untersucht.

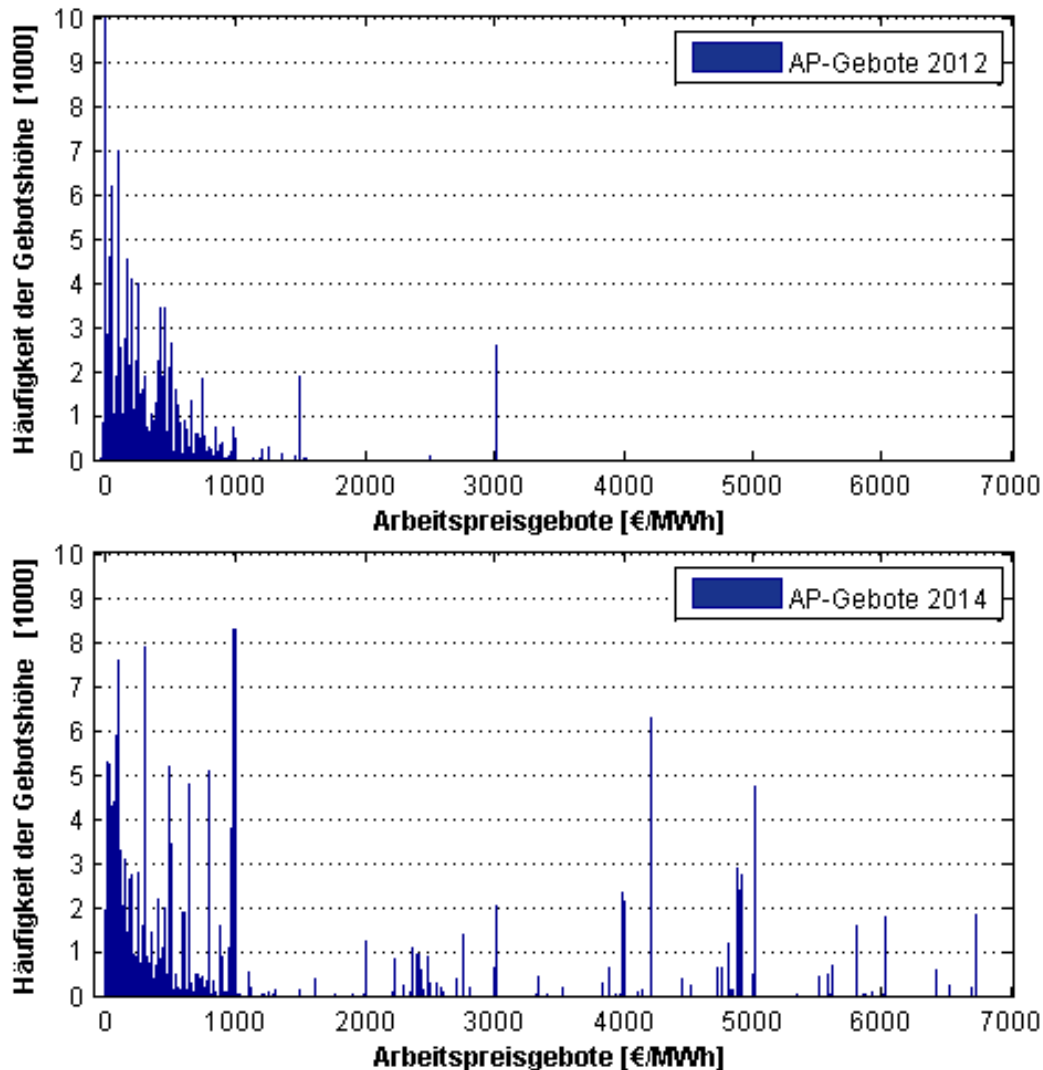


Abbildung 4-7: Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise für negative MRL der angenommenen MRL-Leistungsgebote für die Jahre 2012 (oben) und 2014 (unten) (basierend auf ÜNB 2015d)

Um konkrete Erlösmöglichkeiten am Markt für Minutenreserve ermitteln zu können, müssen die Rahmenbedingungen des Minutenreservemarktes, wie beispielsweise die unterschiedlichen Zeitscheiben, berücksichtigt werden, da jeweils nur ein Leistungsgebot und ein Arbeitspreisgebot möglich ist. Zur Bestimmung der Erlöse aus der Leistungsvorhaltung werden zwei Optionen definiert. Bei der ersten Option wird angenommen, dass für jede Zeitscheibe stets das maximale Leistungspreisgebot LP_{max} erzielt wird. In der zweiten Option wird das Gebot als Median aller bezuschlagten Leistungspreisgebote LP_{median} je Zeitscheibe definiert.

Während die Gebotsdefinition in der ersten Option in der Realität aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Akteuren mit nicht bekanntem Gebotsverhalten unwahrscheinlich ist und als theoretische Obergrenze betrachtet werden kann, stellt die zweite Option eine realistischere

Möglichkeit dar, bei der jedoch mit deutlich niedrigeren Erlösen zu rechnen ist. Um den Einfluss einzelner sehr hoher Gebote, die nur in seltenen Fällen bezuschlagt werden, zu begrenzen, wird hierbei der Median und nicht das arithmetische Mittel verwendet.

Nach dem selben Prinzip werden die Erlöse aus dem Arbeitsabruf ermittelt (AP_{max} und AP_{median}). Zur Bestimmung des maximalen Erlöses ist hierbei das Produkt aus Arbeitspreis und Anzahl der Arbeitsabrufe relevant, sodass nicht lediglich der höchste Arbeitspreis betrachtet werden kann. Der Median hingegen wird ausschließlich unter Berücksichtigung aller Arbeitspreise gebildet, um so unabhängig der Abrufhäufigkeit, die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht bekannt ist, die Erlöse darstellen zu können.

Für eine vergleichbare Darstellung der Erlöspotenziale werden die Erlöse spezifisch je MW und Monat berechnet. Die Vergütung der Regelleistungsvorhaltung erfolgt bereits leistungsspezifisch und wird folglich für die Zeitscheiben in einem Monat aufsummiert. Für die Quantifizierung der Erlöse aus dem Arbeitsabruf wird die Anzahl der Abrufe eines Arbeitspreisgebots für jedes der 15-Minuten-Intervalle, für die die ÜNB die Menge der abgerufenen Regelarbeit angeben, bestimmt (ÜNB 2015d). Die Summe der Abrufe in einer Stunde ergeben den Erlös für ein Arbeitspreisgebot in der definierten Auflösung.

In Abbildung 4-8 sind, für die monatlich aggregierten Erlöse aus Leistungsvorhaltung und Arbeitsabruf, jeweils das Maximum und der Median angegeben.

Es zeigen sich für die Vorhaltung von MRL, bei stetigem Erzielen des maximalen Leistungsgebotes ein Erlös in Höhe von durchschnittlich rund 4.500 €/MW. Der durchschnittliche Erlös sinkt jedoch bei Betrachtung einer Gebotsabgabe in Höhe des Median aller abgegebenen Gebote je Zeitscheibe auf rund 500 €/MW. Der durchschnittlich Leistungspreis, der je Zeitscheibe abgegeben wurde, beträgt dann 12 €/MW, während er im Fall des maximalen Leistungsgebotes bei durchschnittlich 103 €/MW liegt. Die Gebotsstrategie hat folglich signifikante Auswirkungen auf die Erlössituation.

Im Zuge des Arbeitsabrufs sind bei Betrachtung, der mit einem Gebot maximal möglichen Erlöse und insbesondere der Medianwerte die Erlöse lediglich in einzelnen Monaten signifikant. So sind im Dezember 2012 und im Januar 2013 Spitzen von rund 27.000 €/MW möglich, die auch bei Gebotsabgabe im Median in Höhe von ca. 11.000 €/MW auftreten. Wie Eingangs erwähnt, sind über den Weihnachtszeitraum große Bilanzungleichgewichte eingetreten, die einen Großteil der MRL-Kosten für die ÜNB generiert haben. Abgesehen von diesen Extremsituationen sind die Erlösmöglichkeiten auch unter Berücksichtigung der Maximalstrategie gering und belaufen sich im gesamten Jahr 2014 auf durchschnittlich rund 1.500 €/MW pro Monat. Die Erlöse der Mediangebote liegen definitionsgemäß unter diesem Wert und erreichen 2014 durchschnittlich lediglich 170 €/MW im Monat.

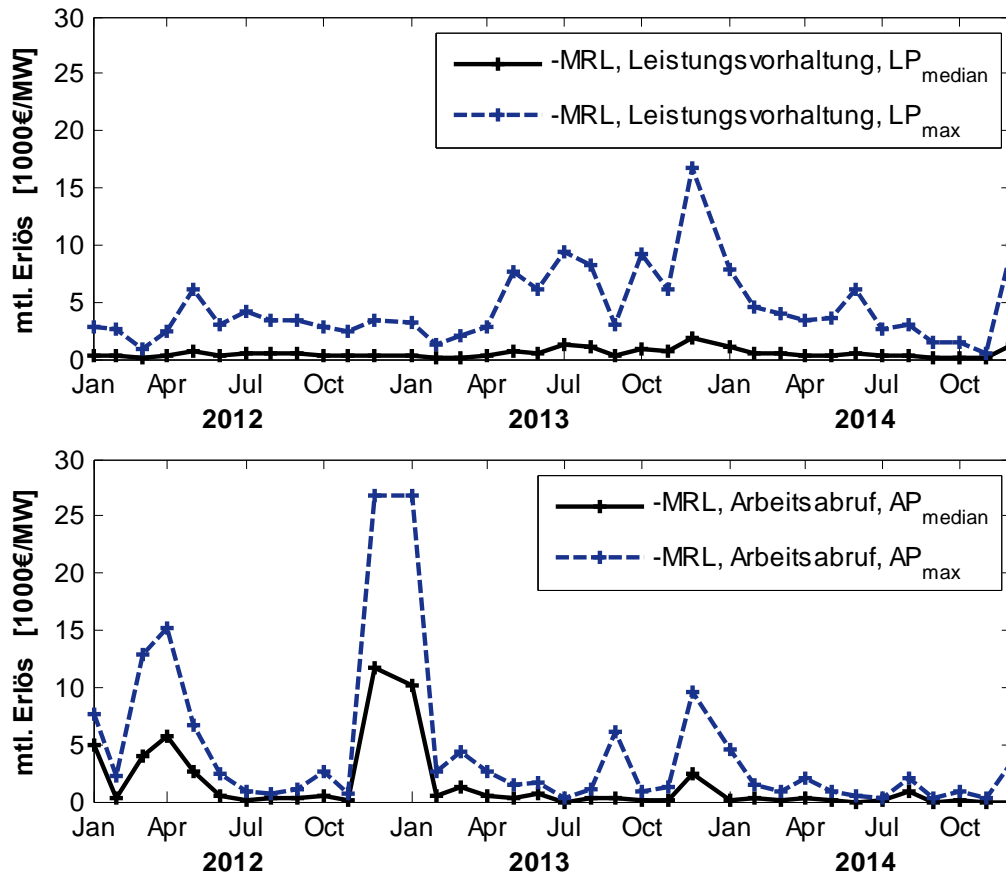


Abbildung 4-8: Maximum und Median der monatlichen Erlösmöglichkeiten für die Vorhaltung und den Abruf von negativer Minutenreserve (basierend auf ÜNB 2015d)

Im Gegensatz zu den, im Dezember 2012 und im Januar 2013 aufgetretenen hohen abgerufenen Regularbeitsmengen, verbleiben die maximal bezuschlagten Leistungspreisgebote auf dem durchschnittlichen Niveau. Aufgrund der hohen Bilanzkreisungleichgewichte und dem, in der Folge notwendigen Einsatz von Reserveleistung, schreiben die ÜNB für den Weihnachtszeitraum und den Zeitraum 01.01.-06.01. jeden Jahres gesondert eine höhere MRL-Menge aus (ÜNB 2014b). Bedingt durch die höhere ausgeschriebene MRL-Menge und aufgrund von Lerneffekten bei den Marktteilnehmern, die MRL anbieten, sind im darauffolgenden Jahr die maximalen Leistungspreise deutlich höher und der Median der Leistungspreise geringfügig höher.

Es lässt sich festhalten, dass durch die Vorhaltung von negativer Minutenreserve für Windenergieanlagen bei einer Angebotslegung im Median aller Gebote, Zusatzerlöse in Höhe von 500 €/MW entstehen können, was einer Steigerung von +12,5 % gegenüber dem Spotmarkterlös und +6 % gegenüber dem Direktvermarktungserlös entspricht, der in Kapitel 4.2.1 gewählten Vergütung der Windenergieanlage. Im Fall einer maximalen Gebotslegung ist der Erlös auf dem Niveau der Spotmarkterlöse, jedoch ist eine konstante Erzielung dieses Preis als un-

wahrscheinlich anzusehen. Für PV-Anlagen ist der Zusatzerlös nochmals deutlich geringer, da lediglich tagsüber eine Einspeiseleistung verfügbar ist und somit nur für zwei der sechs Zeitscheiben Gebote abgegeben werden können.

Für fluktuierende erneuerbare Energien besteht darüber hinaus die Problematik einer unsicheren Einspeiseleistung zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe, was zusammen mit der Anforderung an Regelleistung die kontrahierte Leistung mit einer Verfügbarkeit von 100 % bereitzustellen, zu einer deutlich reduzierten, möglichen Angebotsmenge führt (siehe Kapitel 2.2). Nach **Brauns et al. 2014** reduziert sich für einen 1 GW-Windpark bzw. für einen aus WEA bestehenden 1 GW-Anlagenpool bei einer Gebotsabgabe 24 Stunde zuvor und einer, als ausreichend sicher definierten Verfügbarkeit in Höhe von 99,994 % auf 0,03 % der installierten Leistung. Unter Berücksichtigung des gegenwärtigen Nachweiseverfahrens nach Fahrplan, dass eine konstant abgeregelte Fahrweise der WEA erfordert, ist die Teilnahme von WEA wirtschaftlich nicht möglich (**Brauns et al. 2014**).

Potenzial für die Teilnahme von WEA besteht jedoch im Fall einer Besicherung der am Regelleistungsmarkt gebotenen Leistung, sowie durch eine Teilnahme mit hohen Leistungspreisgeboten, sodass in Zeiten eines großen Bedarfs an MRL, hohe Erlöse erzielt werden können. Die Tatsache, dass die Bezuschlagung hoher Leistungspreisgebote in 2012-2014 einhergeht mit hohen Einspeiseleistungen aus WEA (**ÜNB 2015c**), begünstigt die Teilnahme und würde somit einen positiven Aspekt auf die Integration weiterer fluktuierender erneuerbarer Energieanlagen haben.

4.3.2 Teilnahme am gesamten Markt für Regelleistung

Stromspeicher erfüllen mit ihrer sehr schnellen Reaktionszeit prinzipiell die Anforderungen an die Aktivierungsgeschwindigkeit aller Regelleistungsarten und können somit am gesamten Markt für Regelleistung teilnehmen **Knorr et al. 2014**. Folglich wird die Entscheidung, für welche Regelleistungsart der Stromspeicher seine Leistung anbietet, basierend auf dem wirtschaftlichen Potenzial getroffen.

Bei der Entscheidungsfindung ist zu berücksichtigen, dass für Sekundärregelleistung und Minutenreserve auch eine Vergütung der Regularbeit erfolgt und hierbei bedeutende Erlöse erzielt werden können, wie beispielsweise Abbildung 4-8 für die negative MRL zeigt. Desweiteren differieren bei den Regelleistungsarten, neben den Vergütungsprinzipien und den Anforderungen an die Aktivierungsgeschwindigkeit, auch die Ausschreibungszeiträume und Produktlängen (siehe Kapitel 2.1.2). Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, werden deshalb die Erlöse für alle Produkte einer Regelleistungsart aggregiert für einen Monat betrachtet. Während es bei PRL lediglich ein Produkt gibt, werden negative und positive Regelleistung für

die SRL und die MRL jeweils über die zwei bzw. sechs Zeitscheiben pro Tag aggregiert.

Die Berechnungen erfolgen analog zur Vorgehensweise in Kapitel 4.3.1. Für jedes Regelleistungsprodukt wird der maximale Erlös $RE_{RL_i,max}$ der Leistungsvorhaltung LP_{max} und des Arbeitsabrufs AP_{max} , sowie der Erlös $RE_{RL_i,median}$, der sich bei einer steten Gebotslegung der Leistungs- und Arbeitspreise im Median aller bezuschlagten Gebote (LP_{median} und AP_{median}) ergibt, getrennt bestimmt und anschließend die resultierenden Werte aufsummiert. Die Gleichungen 4-4 und 4-5 fassen die Definitionen zusammen.

$$RE_{RL_i,max} = LP_{max} + AP_{max} \quad (4-4)$$

$$RE_{RL_i,median} = LP_{median} + AP_{median} \quad (4-5)$$

In Abbildung 4-9 sind die berechneten Erlöse für die Teilnahme am Markt für Primär- und Sekundärregelenergie, sowie Minutenreserve für die Jahre 2012 bis 2014 aufgetragen. Die maximalen Erlöse $RE_{RL_i,max}$ sind im oberen Teil dargestellt und die Erlöse $RE_{RL_i,median}$ aus der im Median aller Gebote liegende Gebotsabgabe im unteren.

Für die Erlöse bei einer Teilnahme am Markt für PRL lässt sich im Durchschnitt über die 36 betrachteten Monate für den maximalen monatlichen Erlös $RE_{PRL,max}$ ein Wert von 15.100 €/MW und für den Erlös $RE_{PRL,median}$ ein Wert von 13.200 €/MW ermitteln, was auf vergleichsweise geringe Differenzen zwischen der Höhe der Gebote schließen lässt. Bei Betrachtung des Verlaufs der monatlichen Erlöse zeigt sich, mit Ausnahme von wenigen sprunghaften Anstiegen, eine geringe Varianz, was auf eine weitestgehend konstante Gebotslegung eines Großteils der Anbieter im Durchschnitt über die vier Ausschreibungen in einem Monat schließen lässt. Begünstigt wird dies durch die Tatsache, dass in den Jahren 2012-2014 kein einziges Leistungsgebot abgelehnt wurde, also exakt die ausgeschriebene Menge angeboten wurde und sich folglich keine wettbewerbsbedingten Einflüsse auf die Gebotslegung ergeben (**dena** 2014).

Die sprunghaften Anstiege im Verlauf des Erlöses $RE_{PRL,median}$ jeweils im Jahr 2012 und 2014 sind auf die Zeitpunkte der erwähnte Beitritte der ÜNB Swissgrid (12.03.2012 mit 25MW) und TenneT BV (07.01.2014 mit 35MW und seit 09.11.2014 mit 35MW) zur gemeinsamen PRL-Ausschreibung mit den vier deutschen ÜNBs zurückzuführen. In Folge des gestiegenen Bedarfs haben sich höhere Preise für die Vorhaltung von PRL ergeben.

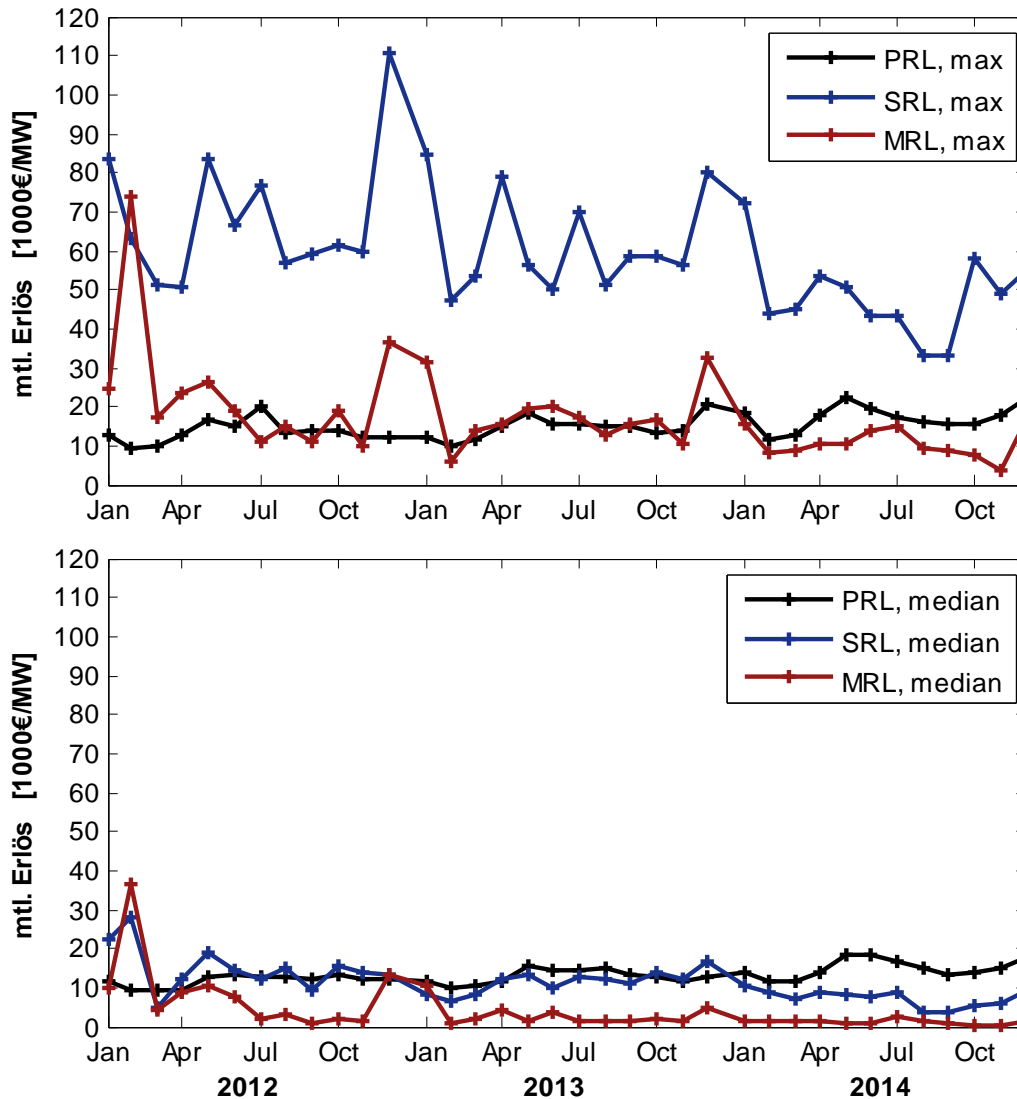


Abbildung 4-9: Maximum (oben) und Median (unten) der monatlichen Erlösmöglichkeiten je Regelleistungsart aggregiert für alle Produkte einer Regelleistungsart für die Jahre 2012-2014 (basierend auf ÜNB 2015d)

Für die durchschnittlichen Monatserlöse, bei einer Teilnahme am Markt für SRL ergeben sich, bei Betrachtung des Erlöses $RE_{SRL,max}$ 59.700 €/MW und für $RE_{SRL,median}$ 10.900 €/MW. Im Vergleich zu den durchschnittlichen Monatserlöse bei einer Teilnahme am Markt für MRL, die für den Erlös $RE_{MRL,max}$ 17.400 €/MW und für $RE_{MRL,median}$ 4.100 €/MW aufweisen, zeigt sich, dass sowohl die durchschnittlich zu erwartenden Erlöse, als auch die Vergütung in Extremsituationen, bei einer Teilnahme am SRL-Markt höher sind. Folglich ist es für einen Stromspeicher, der die Anforderungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen zur SRL erfüllt, wirtschaftlicher am SRL-Markt teilzunehmen, als am Markt für MRL. Im Folgenden werden deshalb lediglich die Erlösmöglichkeiten bei einer Teilnahme am SRL-Markt detaillierter untersucht.

Die Erlöse bei einer Teilnahme am Markt für SRL setzen sich aus relativ konstant verlaufenden Vergütungen für die negative und positive Leistungsvorhaltung, sowie stark variierenden Vergütungen für den Arbeitsabruf von positiver Regelarbeit zusammen. Während bei einer Gebotslegung im Median aller bezuschlagten SRL-Gebote sich ein Niveau entsprechend der PRL ergibt, sind die theoretisch erzielbaren Erlöse, die sich als Summe aus der Vergütung von Regelleistung und -arbeit ergibt, deutlich höher.

Der Beitrag der Vergütung von abgerufener SRL ist 2013 und 2014 gering. 2012 zahlten die Anbieter von SRL in der Summe rund 15 Mio. € an die ÜNB, für die Erbringungen von negativer Regelleistung, durch Verringerung der Einspeiseleistung oder durch das Einspeichern von Strom. Dies könnte damit zusammenhängen, dass regelbare Erzeugungsanlagen bei gleichbleibender vermarkteter Strommenge, Brennstoffkosten für die Erzeugung einsparen können und Stromspeicher die eingespeicherte Strommenge am Intraday-Spotmarkt wieder veräußern können. Folglich entsteht für Speicher ein möglicher Zusatzerlös hierdurch.

Zu beachten ist, dass es für Stromspeicher zu jeder Zeit möglich sein muss, die kontrahierte negative Regelleistung zu erbringen. Ein aktives Speicherlademanagement ist somit zwingend erforderlich und muss entsprechend bei der Dimensionierung der vermarkteten Speicherleistung berücksichtigt werden (siehe Kapitel 3.3.1).

Der umgekehrte Effekt ergibt sich für positive Regelleistung. Hier vermindern sich die Erlöse, um die Kosten des Brennstoffeinsatzes regelbare Stromerzeuger oder die Kosten des Stromeinkaufs für Stromspeicher.

Für den Spotmarkthandel wird angenommen, dass die erbrachte Regelleistungsmenge eine Stunde nach Abruf auf dem Intradaymarkt zum Grenzleistungspreis des Day-Ahead Marktes gehandelt werden kann. Speicherverluste werden hierbei berücksichtigt.

In Abbildung 4-10 sind die maximalen Erlöse aus der Vergütung von erbrachter positiver und negativer Sekundärregelleistung dargestellt, die sich zum einen unter Vernachlässigung des Spotmarkthandels für den Stromspeicher ergeben und zum anderen bei Berücksichtigung des Spotmarkthandels.

Aufgrund der hohen Menge an insgesamt eingesetzter Sekundärregelleistung ergeben sich bei niedrigen Arbeitspreisgeboten, die eine entsprechend hohe Abrufwahrscheinlichkeit aufweisen, signifikante Mehrerlöse durch den Spotmarkthandel. Während der maximale monatliche Erlös für die Erbringung von negativer SRL, unter Vernachlässigung des Spotmarkthandels, bei rund 2.900 €/MW liegt, ergibt sich bei der Berücksichtigung des Verkaufs der Strommengen ein durchschnittlicher Erlös von 9.500 €/MW. Es ergibt sich somit ein um +327 % gesteigerter Erlös. Die durchschnittliche Höhe der Arbeitspreise, die zu maximalen Erlösen führen, sinkt von 26,0 €/MWh auf 18,4 €/MWh. Der Grund hierfür liegt in einer höheren Abrufwahrschein-

lichkeit und somit höheren, am Spotmarkt zu vermarktenden Strommengen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bei niedrigeren Arbeitspreisen auch die Vergütung für die abgerufene Regelleistung sinkt.

Für die abgerufene positive Sekundärregelleistung ergibt sich ein deutlich reduzierter Erlös, bei Berücksichtigung des Stromkaufs am Spotmarkt. So sinken die maximalen monatlichen Erlöse von durchschnittlich 35.600 €/MW auf 9.600 €/MW, was einer Reduktion von 77 % entspricht. Der Erlös liegt in der Folge auf dem Erlösniveau, das sich aus dem Abruf negativer SRL ergibt. Die durchschnittliche Höhe der Arbeitspreise, die zu maximalen Erlösen führen, steigt von 41,0 €/MWh auf 43,1 €/MWh, mit einer, in der Folge reduzierten Anzahl an Regelarbeitsabrufen, um insbesondere Abrufe bei hohen Spotmarktpreisen gering zu halten.

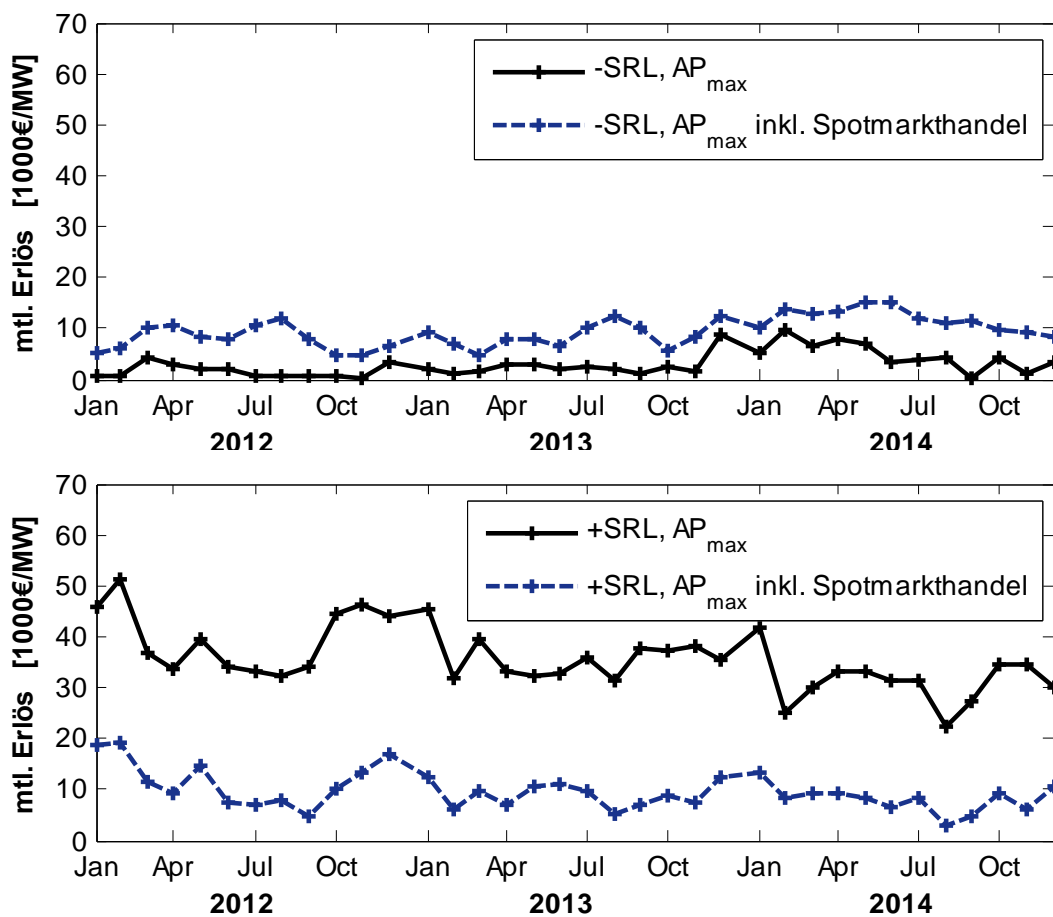


Abbildung 4-10: Maximale monatlichen Erlösmöglichkeiten durch Abruf von Sekundärregelleistung unter Berücksichtigung des notwendigen Spotmarkthandels von Stromspeicher^{ÜNB 2015d)}

Bei der hier betrachteten Bestimmung des Erlöses $RE_{SRL,median}$, ist der Einfluss aufgrund einer niedrigen Anzahl an Abrufen allerdings geringer. So sinken die Erlöse bei positivem SRL-Abruf von durchschnittlich 5.300 €/MW auf 3.000 €/MW und steigen bei negativem SRL-

Abruf von durchschnittlich 900 €/MW auf 2.200 €/MW. Bei symmetrischer Gebotsabgabe reduzieren sich die Erlöse $RE_{SRL,median}$ folglich um rund 1.000 €/MW, durch den notwendigen Spotmarkthandel. Optimierte Vermarktungsstrategien, die eine längere Verschiebung der Einspeisung, in Abhängigkeit der Börsenpreise und der abgerufenen Richtung der Regelleistung betrachten, sind hierbei denkbar, wurden jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Es lässt sich festhalten, dass für die Erlöse aus dem Stromspeichereinsatz die Berücksichtigung der Zahlungen, die aus dem Spotmarkthandel im Zuge des Speicherlademanagements resultieren, eine große Bedeutung haben und für eine optimale, gewinnmaximierende Gebotslegung berücksichtigt werden müssen.

Zusammenfassend lassen sich für einen Stromspeicher am Markt für Primär- und Sekundärregelleistung signifikante Erlöse erzielen. Aufgrund der geringen Varianz, kann der Primärregelleistungsmarkt als gut planbare Erlösmöglichkeit für Stromspeicher betrachtet werden. Der Sekundärregelmarkt zeichnet sich durch ein mittleres Erlösniveau entsprechend dem Primärregelmarkt aus, jedoch mit einer höheren Varianz und der Möglichkeit hohe Zusatzerlöse durch eine optimierte Gebotslegung zu erzielen. Unter ergänzender Betrachtung des Spotmarkthandels, der für Stromspeicher für eine stetige Verfügbarkeit notwendig ist (siehe Kapitel 3.3.1), zeigt sich, dass insbesondere negative SRL einen attraktiven Markt für Stromspeicher darstellt.

4.3.3 Wirtschaftlichkeit des Stromspeichereinsatzes

Die Wirtschaftlichkeit des Stromspeichereinsatzes bestimmt sich analog zu Kapitel 4.2.3. Als Stromspeichertechnologie wurde die Natrium-Schwefel-Batterie ausgewählt.

Unter der Annahme, dass mit einem entsprechenden Speicherladezustandsmanagement die kalendarische Lebensdauer des Stromspeichers erreicht wird, beläuft sich der Aufwand entsprechend Kapitel 4.2.3 auf jährlich rund 40.200 €/MW. Aufgrund des notwendigen Speicherladezustandsmanagements ist zu beachten, dass für PRL lediglich 80 % und für SRL 50 % der installierten Leistung am Regelleistungsmarkt angeboten werden können (siehe Kapitel 3.3.1).

Die durchschnittlichen Erlöse am Primärregelleistungsmarkt $RE_{PRL,median}$ belaufen sich gemäß Kapitel 4.3.2 auf monatlich rund 13.200 €/MW. Unter Berücksichtigung der reduzierten Leistung im Zuge des Speicherladezustandsmanagements ergeben sich jährliche Erlöse von rund 127.000 €/MW bei einem Aufwand von rund 40.200 €/MW. Ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb erscheint somit realisierbar.

Bei der Teilnahme am Markt für Sekundärregelleistung wurde ein Erlöspotenzial $RE_{SRL,median}$ von monatlich 10.900 €/MW ermittelt. Unter Einbezug des Spotmarkthandels reduziert sich

der Erlös auf rund 9.900 €/MW monatlich. Unter Einbezug des Speicherladezustandsmanagements, das die Angebotsdimensionierung auf 50 % der installierten Leistung beschränkt, ergeben sich jährliche Erlöse von rund 59.400 €/MW, die einem Aufwand von 40.200 €/MW gegenüberstehen. In Anbetracht einer theoretisch möglichen Steigerung der Erlöse bis zu 59.700 €/MW monatlich, erscheint die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt wirtschaftlich, ist jedoch stark von der Gebotslegung und somit der Erfahrung der Vermarkter abhängig.

5 Das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS

Zur Analyse der Marktintegration erneuerbarer Energien und deren politischen Rahmenbedingungen im Stromversorgungssystem, wurde am DLR Stuttgart das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS (**A**gentenbasiertes **M**odell zur **I**ntegration **R**egenerativer in den **S**trommarkt) entwickelt (**Krewitt** et al. 2011, **Reeg** et al. 2013).

Nach einer Einführung zum Ansatz der agentenbasierten Modellierung, sowie der Analyse zur Abbildung relevanter prototypischer Strommarktakteure, folgt eine kurze Beschreibung des AMIRIS-Modells. Anschließend werden die, zur Analyse der Fragestellung dieser Arbeit notwendigen Erweiterungen des AMIRIS-Modells erläutert. Im Detail beinhaltet dies die Integration eines Speicheragenten, die Beschreibung möglicher Vermarktungspfade und einhergehenden Speicherstrategien, sowie Ergänzungen der Funktionalität bestehender Agenten.

Abschließend wird die Funktionsfähigkeit des Speicheragenten untersucht, indem die Vermarktung des Speichers am Day-Ahead Spotmarkt simuliert wird und die Ergebnisse diskutiert werden.

5.1 Ansatz der agentenbasierten Modellierung

Die agentenbasierte Modellierung (ABM) ist ein computergestützter Ansatz zur Abbildung von komplexen, dynamischen Systemen, die aus einer Vielzahl von interagierenden Einheiten - sogenannten Agenten - bestehen (**Bellman** 1956). Als ein solches komplexes System vielfach vernetzter Agenten lässt sich beispielsweise das Stromversorgungssystem in Deutschland betrachten (**Krewitt** et al. 2011). Die Agenten der ABM bilden hierbei die realen, am Strommarkt tätigen Akteure, wie beispielsweise Anlagenbetreiber, Speicherbetreiber und Direktvermarkter prototypisch ab.

Die Agenten treffen in der ABM individuell Entscheidungen auf der Basis ihrer Wahrnehmung, des sie umgebenden Gesamtsystems, sowie ihrer internen Struktur und beeinflussen dadurch das Gesamtsystem ihrerseits. Beispielsweise treffen im betrachteten Fall der ABM, zur Abbildung des Strommarktes, die Direktvermarkter die Entscheidung über Kauf und Verkauf von Strom am Day-Ahead Spotmarkt und beeinflussen mit ihrer Entscheidung den Day-Ahead Spotmarktpreis.

Neben weiteren charakteristischen Eigenschaften weisen Agenten insbesondere die Fähigkeit auf, zukünftige Handlungen zu Planen und sich an veränderte Umweltbedingungen anzupassen (**Urban** 2004).

Neben der Untersuchung von Emergenz zeichnet sich der Ansatz der ABM somit durch die

Möglichkeit einer Analyse des Verhaltens adaptiver Agenten, bei Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen einerseits, sowie andererseits, bei Einbezug unscharfer und unvollständiger Informationen in die Planungsphase der Agenten, durch eine Abkehr vom klassischen Paradigma des „Homo Oeconomicus“ aus (Reeg et al. 2013).

5.2 Prototypische Strommarktakteure

Essenziell für die agentenbasierte Modellierung ist eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Interessen, Handlungsmuster und Netzwerkstrukturen der zentralen Akteure am Strommarkt. Hierfür wurde, basierend auf wirtschaftssoziologischen Thesen zu strategischen Handlungsfeldern und deren Akteuren (Fligstein; McAdam 2012), eine umfangreiche und sozialwissenschaftlich begleitete Akteursanalyse durchgeführt (Krewitt et al. 2011). Fokus der Analyse lag auf den Akteuren EE-Anlagenbetreiber und Direktvermarkter¹, die bedeutende Akteure, zur Untersuchung von Fragestellungen bezüglich der Marktintegration von erneuerbaren Energien und den energiepolitischen Rahmenbedingungen darstellen (siehe Kapitel 2.3).

Bei der Akteursanalyse wurden die EE-Anlagenbetreibertypen insbesondere auf Basis ihrer Eigentumsanteile an der installierten Leistung von Windenergie-, PV- und Biomasse-Anlagen differenziert, sowie ihrer Neigung, sich in die risikobehaftete Direktvermarktung des EE-Stroms zu begeben. Im Fall der Entscheidung, den EE-Strom direkt zu vermarkten, wurde desweiteren die vertragliche Bindung an unterschiedliche Zwischenhändlertypen untersucht, die für sie die Direktvermarktung übernehmen (siehe Kapitel 2).

Die Zwischenhändlertypen unterscheiden sich, neben ihrem EE-Portfolio, das sich durch die Bindung von EE-Anlagenbetreiber ergibt, durch die Wahl ihrer Vermarktungswege, der Qualität der zur Vermarktung relevanten Leistungs- und Börsenpreisprognose, sowie ihrer Kostenstruktur und Kapitalausstattung.

Basierend auf den Ergebnissen der Akteursanalyse lassen sich prototypische Akteure bilden. Differenziert wurde zwischen sieben EE-Anlagenbetreibertypen, beispielsweise Privatpersonen oder große Energieversorgungsunternehmen (EVU), sowie zwischen zehn Zwischenhändlertypen, wie zum Beispiel erneut große EVUs oder Stadtwerke.

Während eine detaillierte Beschreibung der gesamten Akteursanalyse, sowie der daraus abgeleiteten typisierten Akteure, dem Projektbericht zu entnehmen ist (Reeg et al. 2013), werden exemplarisch für den Zwischenhändlertyp 2 („Internationales EVU“) und den Zwischenhändlertyp 6 („Kleines Stadtwerk“) in Abbildung 5-1 die Portfolios dargestellt. Zur Einordnung der Portfoliogröße und -zusammensetzung ist desweiteren ein Überblick zur gesamten EE-

¹Der Begriff Zwischenhändler wird im Folgenden synonym verwendet

Anlagenleistung, der in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen im Jahr 2015, abgebildet.

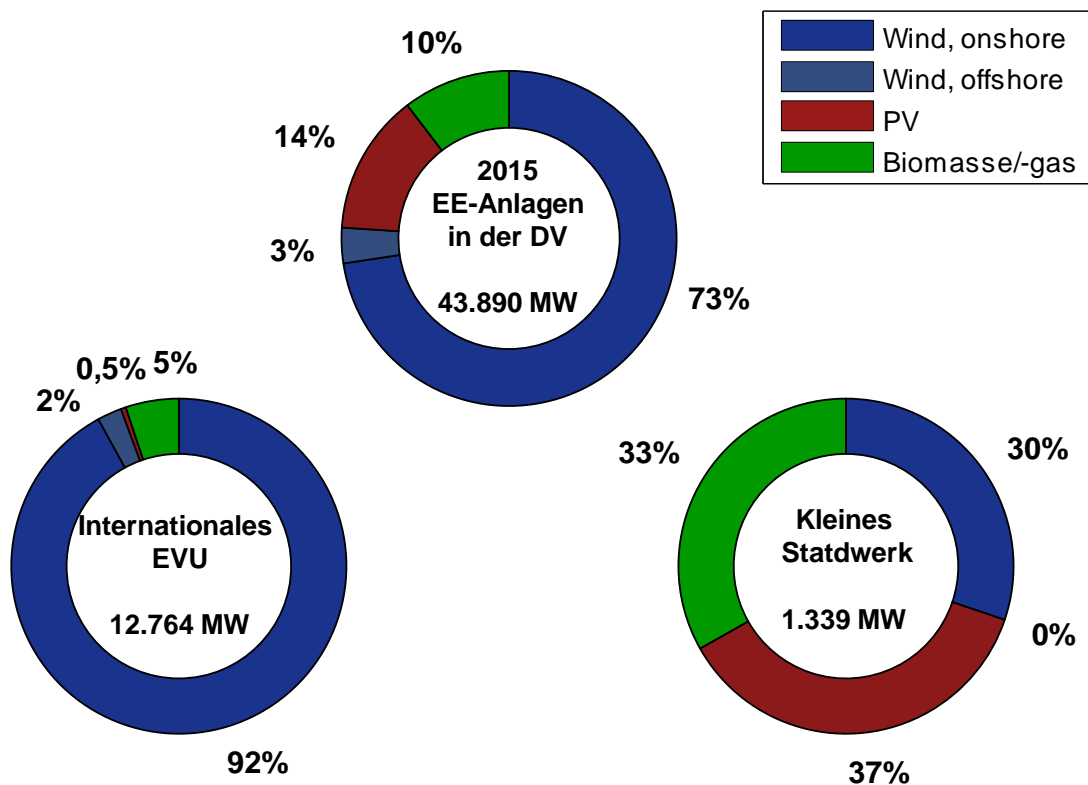


Abbildung 5-1: Zusammensetzung der gesamten installierten EE-Anlagenleistung in der Direktvermarktung im Jahr 2015 (oben) sowie Direktvermarkter-Portfolios des ZWH-Typs 2 „Internationales EVU“ (links) und des ZWH-Typs 5 „Kleines Stadtwerk“ (eigene Darstellung nach **Reeg et al. 2013**)

Die installierte Anlagenleistung und die Anteile in der Direktvermarktung stammen aus den aktuellen Daten der ÜNB (siehe Kapitel 4.1). Die Anteile der ZWH an der gesamten direktvermarkteten EE-Anlagenleistung hingegen sind ein Ergebnis der Akteursanalyse und für den Simulationszeitraum als konstant vorgegeben (**Reeg et al. 2013**). Aufgrund der unterschiedlichen Zubauraten der verschiedenen erneuerbaren Energienanlagentypen ist zu beachten, dass sich trotzdem Veränderungen der ZWH-Portfolios ergeben können.

Das Portfolio des Akteurstypen „Internationales EVU“ ist das größte Portfolio aller Direktvermarkter und weist eine starke Konzentration auf Windenergieanlagen auf. Gemäß der Akteursanalyse besteht eine jahrelange Erfahrung mit der Direktvermarktung und auch in Zukunft sieht dieser Akteur sein Kerngeschäft in der Direktvermarktung der EE. Kompetenzen im Bezug auf den Zukauf und Erstellen von Leistungs-, sowie Börsenpreisprognosen werden als hoch eingeschätzt und die Kapitalausstattung wird mit 15 Mio. € angenommen (**Reeg et al. 2013**).

Der Akteurstyp „Kleines Stadtwerk“ vermarktet ein gemischtes Portfolio mit annähernd glei-

chen Anteilen an Windenergie-, PV- und Biomasseanlagen. Die Portfoliogröße entspricht nur rund 10 % dessen, was der Akteurstyp „Internationales EVU“ vermarktet. Die Erfahrung im Handel, sowie der Direktvermarktung wird als gering eingeschätzt (Reeg et al. 2013). Die Kapitalausstattung wird mit 7 Mio. € angenommen.

Tabelle 5-1 fasst die beschriebenen Charakteristika der ZWH-Typen nochmals zusammen.

Tabelle 5-1: Übersicht der Charakteristika des ZWH-Typen 2 „Internationales EVU“ und des ZWH-Typen 5 „Kleines Stadtwerk“ hinsichtlich Kapitalausstattung und Prognosegüte (Reeg et al. 2013)

Akteurstyp	Kapitalausstattung	Leistungsprognosequalität	Preisprognosequalität
(2) Internationales EVU	15 Mio €	Gut	Gut
(5) Kleines Stadtwerk	7 Mio €	Schlecht	Schlecht

Weitere relevante Strommarktakteure, beispielsweise Betreiber von konventionellen Kraftwerken oder Stromlieferanten, waren nicht Teil der Akteursanalyse und können folglich nicht in der selben Detailtiefe ausdifferenziert werden. Ihre Parametrisierung in AMIRIS erfolgt auf der Basis von Datenrecherchen.

5.3 Modellstruktur

Das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS wurde im Anschluss an das Pilotprojekt (Krewitt et al. 2011) in der Java-basierten Simulationsumgebung RePast Symphony in einem Folgeprojekt methodisch umfassend weiterentwickelt (Reeg et al. 2013). Das 2013 abgeschlossene Folgeprojekt ist seither modellseitig erweitert worden, indem eine dynamische und flexible Parametrisierung der Agenten, sowie die Möglichkeit, Parametervariationen und die Sensitivität durch einen automatisierten Aufruf von AMIRIS zu analysieren, hinzugefügt wurde (Hossain 2014).

Abbildung 5-2 zeigt schematisch die Modellstruktur, der als Agenten abgebildeten Strommarktakteure (graue Rechtecke) und deren Verbindungen untereinander durch physikalische Stromflüsse (schwarz), bilanzielle Stromflüsse (grau) und Kapitalflüsse (rot) sowie die benötigten externen Daten (weiße Rechtecke).

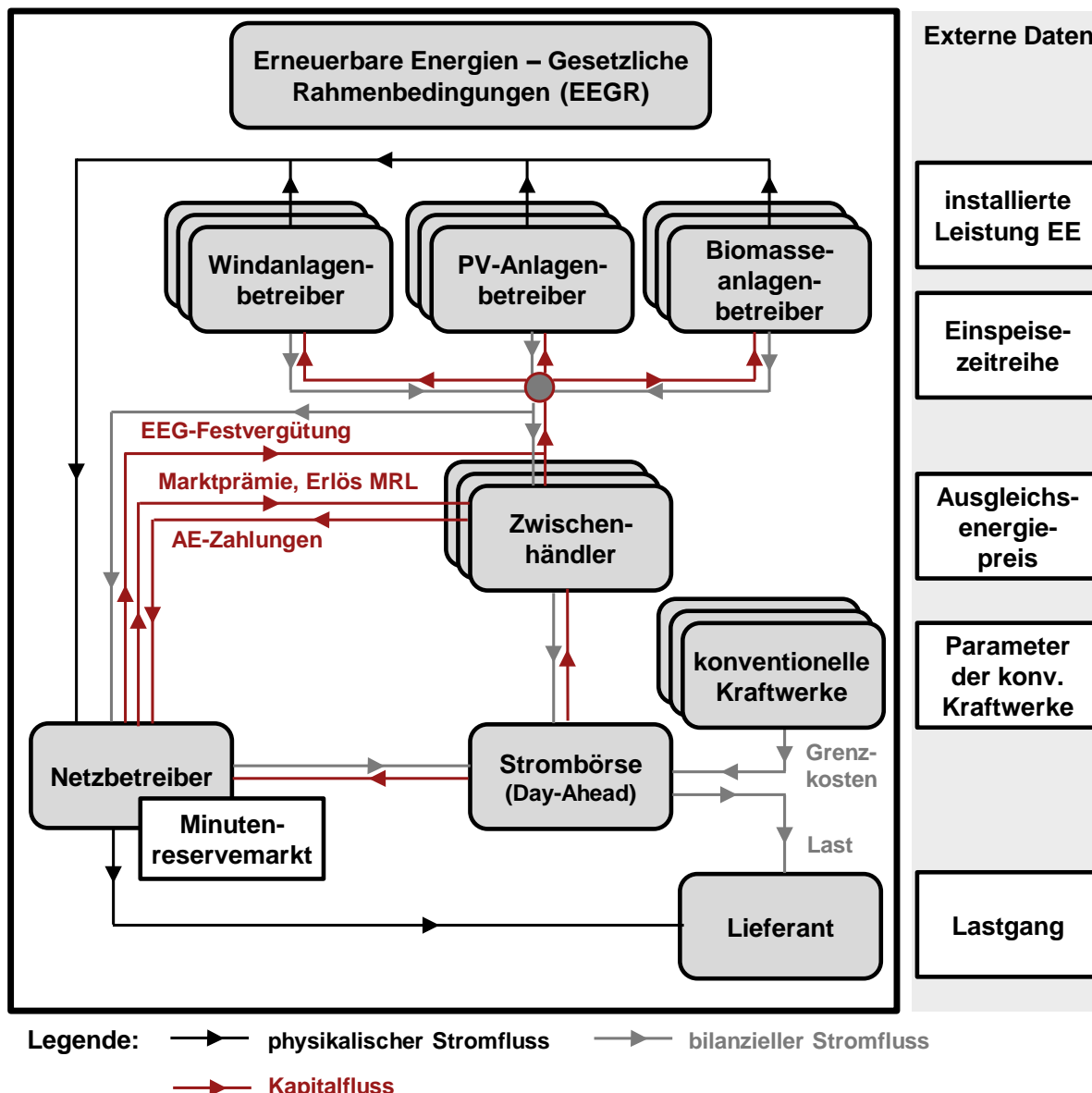


Abbildung 5-2: AMIRIS Modellstruktur (eigene Darstellung nach Reeg et al. 2013)

Der Minutenreservemarkt ist als separate zusätzliche Erlösmöglichkeit abgebildet, stellt jedoch keinen autonomen Agenten dar und ist deshalb dem Netzbetreiber zugeordnet.

Strom- und Kapitalfluss

Der physikalische Stromfluss ist stets vom EE-Anlagenbetreiber (AB) über den Netzbetreiber (NB) zum Lieferanten, der als Nachfrageseite dem System als Senke dient.

Der bilanzielle Stromfluss ist entsprechend den modellierten Vermarktungswegen differenzierter und eng mit dem Kapitalfluss verbunden. Die AB haben für ihre erzeugte Strommenge die Wahl, die Vermarktung ebenfalls an den NB zu übertragen und gemäß EEG eine feste Vergütung je Kilowattstunde zu erhalten oder einen Zwischenhändler (ZWH) zu beauftragen, der in

der Regel im Zuge der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell (MPM) die Strommengen an der Strombörse handelt (siehe Kapitel 2). Für den AB bietet sich dabei die Möglichkeit, zusätzlich zur EEG-Vergütung, durch eine Bonuszahlung des ZWH, an dessen Vermarktungserfolg zu partizipieren.

Der ZWH erhält bei der Direktvermarktung nach MPM, neben den Erlösen an der Strombörse, die Marktprämie vom NB. Zudem besteht für den ZWH die Option, zusätzlich Einnahmen durch Vorhaltung von negativer Minutenreserveleistung (MRL) zu generieren. Der reine börsliche Handel oder die EEG-Festvergütung ist für den ZWH ebenfalls implementiert, jedoch bei vorhandener Option der Direktvermarktung nach MPM von EE-Strom, aufgrund des niedrigeren Erlöses unattraktiv.

Agenten

Zur Vermarktung benötigen die EE-Anlagenbetreiber Kenntnis über ihre verfügbare reale Einspeiseleistung. Zusätzlich zur installierten Leistung ist die Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen dargebotsabhängig, was modelltechnisch durch das Produkt aus installierter Leistung und Windgeschwindigkeiten, bzw. solarer Einstrahlung aus normierten Wetterzeitreihen, in stündlicher Auflösung, berücksichtigt wird. Die installierte Leistung wird jährlich für jede Anlagentechnologie extern vorgegeben und zwischen diesen Werten linear interpoliert (**Nitsch et al. 2012**). Für die ebenfalls extern vorgegebenen Wetterzeitreihen werden keine Veränderungen der Windgeschwindigkeiten, sowie der solaren Einstrahlung angenommen und somit eine, sich jährlich wiederholende Einspeisecharakteristik (**Scholz 2012**).

Neben der Einspeisemenge ergibt sich die die Vergütung für EE-Anlagenbetreiber über den anzulegenden Wert gemäß Kapitel 2.1.3. Dieser ist in AMIRIS aus Gründen der Praktikabilität und des Rechenaufwandes nicht für jede Anlage einzeln hinterlegt, sondern wird anhand von vier Vergütungsklassen (VK) je Anlagentechnologie berücksichtigt. Für jede VK existiert ein einheitlicher anzulegender Wert. Die Einteilung der einzelnen VK erfolgt auf Basis eigener Zuordnungen, anhand der Höhe des anzulegenden Wertes.

Zur Bestimmung des mittleren anzulegenden Wertes werden für die einzelnen erneuerbare Energienanlagen die installierte Leistung und die Vergütungssätze mit Hilfe der Anlagenleistung und des Baujahres der Anlagen ermittelt (**ÜNB 2014a**). Die anzulegenden Werte werden entsprechend der installierten Leistung gewichtet und ein Mittelwert für jede Vergütungsklasse bestimmt.

In AMIRIS werden die VK entsprechend der zugebauten Leistung und den, diesen Anlagen zugeordneten, anzulegenden Werten jährlich angepasst und unterjährig linear interpoliert. Die prinzipielle Einteilung der Vergütungsklassen bleibt hierbei bestehen. Wechsel von Anlagen einer Vergütungsklasse in eine niedrigere VK, beispielsweise bei Windenergieanlagen von der

Anfangsvergütung (VK2) in die Grundvergütung (VK1), sind hierbei möglich.

Die Zwischenhändler prognostizieren für ihre Vermarktungsentscheidung den Börsenpreis, sowie die verfügbare EE-Strommengen der kontrahierten AB, für 24 Stunden im Voraus. Die fehlerbehaftete Leistungsprognose, auf Basis derer die Fahrplanmeldung an der Strombörse (Day-Ahead) erfolgt, kann hierbei von der tatsächlichen Einspeisemenge abweichen.

Zur Verhinderung eines Bilanzkreisungleichgewichtes (siehe Kapitel 2) müssen ZWH diese Abweichung ausgleichen. Real nutzen Zwischenhändler bis 45 Minuten vor der physikalischen Lieferung den untertägigen Handel zu diesem Zweck. Dieser steht jedoch in AMIRIS nicht zur Verfügung, sodass Abweichungen vom gemeldeten Fahrplan direkt, durch Bezug von positiver oder negativer Ausgleichsenergie (AE) kompensiert werden müssen. Da in AMIRIS, auf eine Abbildung der regionalen Verteilungen der Einspeisung und somit der Bilanzkreise verzichtet wurde, werden die ZWH jeweils als eigener Bilanzkreis modelliert. Die AE-Preise werden über einen gleichverteilten Zufallszug, aus den realen AE-Preisen von 2011 bestimmt. Multipliziert mit der AE-Menge, unter Berücksichtigung der Vorzeichen, ergibt sich somit für die ZWH entweder eine Zahlung oder eine Gutschrift. Aufgrund einer zu beobachtenden systematischen Abweichung der prognostizierten Leistungen, hin zu einer Überdeckung des Bilanzkreises resultiert, dass sich die Summe, der zu hohen und zu niedrigen Leistungsprognosen nicht ausgleichen. Je nach Prognosequalität führt dies über ein Jahr hinweg zu nicht unerheblichen durchschnittlichen Profilservicekosten von 1,5 €/MWh bis 5 €/MWh (Reeg et al. 2013).

Als Strombörse ist in AMIRIS der Day-Ahead-Markt abgebildet. Das implementierte Börsenmodell bestimmt modellendogen den Börsenpreis mittels eines Merit-Order-Modells. Hierzu wird ein Gleichgewichtspreis in Abhängigkeit der Residuallast, also der Gesamtlast, abzüglich der vorrangigen Einspeisung von EE-Strom und der Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke gebildet. Die Grenzkosten hängen ihrerseits von extern vorgegebenen statischen Brennstoffkosten, CO_2 -Zertifikatspreise und technischen Kraftwerksparametern ab. Die Validierung des implementierten Modells ergab bereits gute Resultate bezüglich des durchschnittlichen Börsenpreises, jedoch wird die Varianz des Börsenpreises, sowie die Preisbereiche oberhalb von 200 €/MWh und unterhalb 30 €/MWh nicht korrekt erfasst (Reeg et al. 2013). Um den Einfluss dieser extremen Börsenpreise trotzdem abbilden zu können, wurde das Merit-Order-Modell erweitert. Einerseits werden durch hohe Aufschläge auf die Grenzkosten der Gasturbinenkraftwerke sehr hohe Börsenpreise hervorgerufen. Andererseits wird der grenzkostenbasierte Mechanismus bei Unterschreiten definierter Residuallastwerte ausgesetzt und durch zuvor fest definierte Börsenpreise ersetzt (Reeg et al. 2013).

Weitere Agenten sind der Netzbetreiber, die konventionellen Kraftwerke, der Lieferant und der institutionelle Agent „Erneuerbare Energien Gesetzliche Rahmenbedingungen“ (EEGR). In AMIRIS genügt ein Agent zusammenfassend für alle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber,

aufgrund des Verzichts der Modellierung regional verteilter Einspeisung. Neben dem Stromtransport verwaltet der NB die Ausschreibung von negativer Minutenreserveleistung, sowie die Bilanzierung des EEG-Ausgleichsmechanismus und die Auszahlung verknüpfter Vergütungen. Die konventionellen Kraftwerke decken die Residuallast im System und bestimmen damit die modellendogene Berechnung des grenzleistungsbasierten Börsenpreises. Sie unterscheiden sich je nach Energieträger und Anlagentechnologie in ihrer extern vorgegeben Parametrisierung und installierten Leistung. Der Lieferant stellt die Nachfrageseite dar, die im aktuellen Modell extern durch einen Lastgang vorgegeben wird. Der EEGR dient der Darstellung der politischen Rahmenbedingungen und hält alle hierfür relevanten Größen, wie bspw. die Höhe des anzulegenden Wertes.

Externe Eingangsdaten

Externe Eingangsdaten sind in AMIRIS die installierte Leistung der EE-Anlagentechnologien, Wetterzeitreihen, Ausgleichsenergiepreise, sowie konventionelle Kraftwerksdaten zur Bestimmung der Grenzleistungspreise. Zur Bereitstellung der in AMIRIS verwendeten zeitlichen Auflösung von einer Stunde, werden die Daten gegebenenfalls inter- bzw. extrapoliert. Monetäre Eingangs- und Ausgangsgrößen entsprechen dem realen Wert des jeweiligen Jahres.

Kommunikationsmechanismus

Die Kommunikation zwischen den Agenten erfolgt mittels eines sogenannten „KommStrom-Objektes“, das als Stromhandelsvertrag zwischen den beteiligten Agenten interpretiert werden kann. In diesen Vertrag mit definierten Parametern werden einerseits Kooperationen und deren Bedingungen festgehalten, sowie andererseits kontinuierlich die gehandelten Strom- und Kapitalflüsse eingetragen.

5.4 Simulationsablauf

Vor Beginn der Simulation wird die Parametrisierung der Agenten, mittels einer Eingabemaske extern vorgenommen und der Start- und Endzeitpunkt der Simulation, sowie die Ausgabevariablen direkt in RePast definiert. Ausgabevariablen stellen in AMIRIS neben sämtlichen Geld-, sowie physikalischen und bilanziellen Stromflüssen in stündlicher Auflösung auch agentenintern berechnete Parameter, wie beispielsweise der Börsenpreis, dar.

Die Werte der Parametrisierung werden zur Initialisierung in die Simulationsumgebung RePast konvertiert und die unterschiedlichen Agententypen zu Simulationsbeginn instanziiert, sowie der Kommunikationsmechanismus zwischen den entsprechenden Agenten hergestellt.

Nach erfolgreicher Initialisierung wird die Steuerung durch das rundenbasierte Simulationssystem von RePast übernommen. Während einer Runde T , in AMIRIS einer Stunde entsprechend,

werden hierbei in fix definierter Reihenfolge bei den Agenten zehn Methoden (Simulationsschritte) aufgerufen, die bei allen Agenten implementiert sind. Durch die vorgegebene Abfolge der Simulationsschritte wird sichergestellt, dass die Berechnung von Werten, die ihrerseits Basis weiterer Berechnungen sind, konsistent erfolgt.

Die Simulation endet nach Erreichen des Endzeitpunktes und stellt die Werte der definierten Ausgabevariablen zur Verfügung.

5.5 Modellerweiterung: Speicheragent

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Modellerweiterung von AMIRIS umfasst die Implementierung eines Speicheragenten. Die Abbildung der internen Speicherprozesse und der Betriebsstrategien des Speicheragenten folgen im Wesentlichen, der in Kapitel 3 beschriebenen Modellierung eines Stromspeichers. Die Teilnahme des Speicheragenten am Markt für Regelleistung wurde nicht in AMIRIS umgesetzt. Der Grund hierfür liegt in der derzeitigen Beschränkung auf den Markt für negative Minutenreserveleistung in AMIRIS, der allerdings auf Grund der deutlich höheren Erlöspotenziale, bei Teilnahme am Markt für PRL und insbesondere SRL nicht der primäre Zielmarkt für Stromspeicher darstellt (vergleiche Kapitel 4).

Die Erstellung und Einbindung eines Speicheragenten in die Simulationsumgebung RePast folgt dem in Kapitel 5.4 beschriebenen Prozess. Zu Beginn werden für jeden Speicheragenten in der Eingabemaske die Stammdaten definiert, die anschließend in RePast konvertiert werden. Der Speicheragent wird zusammen mit den anderen Agenten instanziiert und anschließend werden die Kommunikationsverbindungen (KommStrom-Objekte) zu den relevanten Agenten in AMIRIS erstellt.

Die Integration des Speicheragenten in die bestehende Modellstruktur, sowie die aus dem Austausch mit weiteren Agenten in AMIRIS resultierenden Strom- und Kapitalflüsse, veranschaulicht Abbildung 5-3.

Der Speicheragent ist in AMIRIS kein eigenständiger Akteur mit Handlungsspielraum, sondern ist stets einem Zwischenhändler zugeordnet, der somit als Speicherbetreiber fungiert. Der ZWH ist sowohl für die Entscheidung über den Vermarktungsweg des Speicheragenten, als auch für die Kommunikation, der zur Bestimmung der optimalen Speicherbetriebsstrategie benötigten Eingangsparameter für ein vorgegebenen Planungszeitraum verantwortlich (siehe 3.3).

Nachdem der Vermarktungsweg festgelegt und die zur Berechnung benötigten Variablen übergeben sind, berechnet der Speicheragent die Ein- und Ausspeicherzeitpunkte für die optimale Speicherstrategie und prüft die Verfügbarkeit ausreichender Strommengen für die Einspeicherzeitpunkte, gemäß der in Kapitel 3.1 beschriebenen Optionen.

Zur Bestimmung einer Betriebsstrategie, zur Erzielung von Arbitragegewinnen übermittelt der ZWH hierbei Leistungs- und Börsenpreisprognosen, die er für 24 Stunden im Voraus erstellt, sowie die stündlich tatsächlich auftretenden Erzeugungsleistungen der EE-Anlagen in seinem Portfolio. Der Planungszeitraum T_{plan} der Speicherbetriebsstrategie entspricht dem Prognosezeitraum des ZWH. Der Day-Ahead-Spotmarktpreis der jeweiligen Stunde, der bei den Speicherprozessen vorliegt, wird vom Speicheragenten direkt über die Strombörse bezogen.

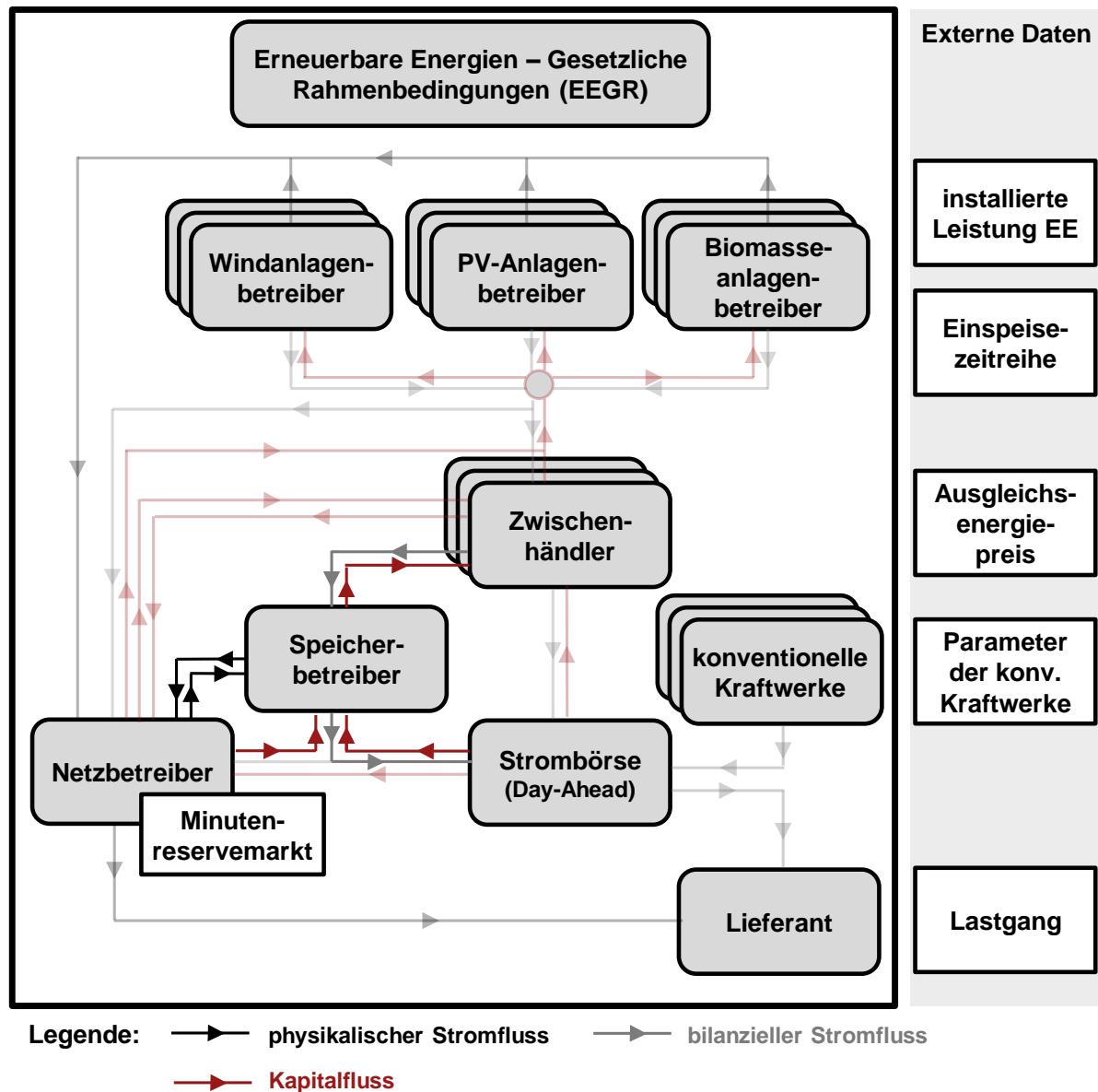


Abbildung 5-3: Einordnung des Speicheragenten in die AMIRIS Modellstruktur

Bei einem Einsatz des Stromspeichers zur Vermarktungsoptimierung der fluktuierenden EE wird dem Speicheragenten zusätzlich die Entscheidung über eine Abregelung des ZWH übermittelt. Die Berechnung der Betriebsstrategie zur Vermeidung von Ausgleichsenergiezahlung erfolgt anhand der Leistungsprognose und der realen stündlichen Differenzleistung (siehe 3.3).

Zu Vergleichszwecken lässt sich desweiteren vorab definieren, ob der Speicherbetreiber die fehlerbehafteten Leistungs- und Börsenpreisprognosen des ZWH nutzt oder die exakten Leistungswerte und Börsenpreise („perfect foresight“) übermittelt bekommt.

Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise zur Bestimmung der optimalen Speicherstrategie in Abhängigkeit des Vermarktungsweges erfolgt in Kapitel 3.3.

Die Durchführung der Speichervorgänge erfolgt autonom durch den Speicheragenten, der hierfür die ein- und ausgespeicherten Energiemengen über den Stromhandelsvertrag (KommStrom-Objekt) mit dem entsprechenden Agenten (ZWH, Börse oder NB) kommuniziert.

Die physikalischen Stromflüsse, im Zuge der Speichervorgänge, werden an den Netzbetreiberagenten gemeldet. Für den Fall, dass der Speicher Strommengen von ausschließlich einer bestimmten EE-Anlagentechnologie einspeichern soll, wird dies bilanziell, anhand der vom ZWH kommunizierten Stromherkunft berücksichtigt. Der mittlere monatliche Marktwert der erneuerbaren Energienanlagen und in der Folge die Höhe der Marktprämie wird durch die Speicherstrommengen nicht direkt beeinflusst. Dies entspricht dem gegenwärtig praktizierten Hochrechnungsverfahren der Netzbetreiber auf Basis von Referenzanlagen, mit welchem keine Aussagen über abgeregelte Strommengen oder Einspeicherung vor dem ersten Einspeisen in das öffentliche Netz möglich sind (siehe Kapitel 2).

Der bilanzielle Bezug von Strommengen für einen Einspeichervorgang erfolgt über den ZWH, dem der Speicheragent zugeordnet ist, der Strommengen aus den vertraglich gebundenen EE-Anlagen seines Portfolios überträgt. Beim Ausspeichervorgang erfolgt der bilanzielle Stromfluss je nach gewähltem Vermarktungsweg an den Netzbetreiber oder an die Strombörse. Da der Speicheragent keinen autonomen Handlungsspielraum hat, werden sämtliche Zahlungsströme direkt an den ZWH weitergereicht, der anschließend Aufwand und Erlös aus dem Speicherbetrieb bilanziert.

Bei einer Vermarktung der Speicherstrommengen an der Strombörse werden diese bei der Bestimmung des gegenwärtigen Börsenpreises berücksichtigt, indem sich die Residuallast und folglich der Grenzleistungspreis in der in Kapitel 2 beschriebenen Weise verändert.

5.6 Modellanalyse

Zur Analyse der Funktionsfähigkeit des Speicheragenten wurden die Parameter gemäß der Parametrisierung in (Reeg et al. 2013) gewählt, die im Zuge der dynamischen Simulationsläufe zur Untersuchung des Wettbewerbsverhaltens genutzt wurde. Anpassungen betreffen in diesem Fall lediglich den Zwischenhändler „Internationales Energieversorgungsunternehmen“, der nun die Möglichkeit besitzt seine Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt über den Speicheragen-

ten zu optimieren, sowie den auf 2015 gewählten Startzeitpunkt der Simulation. Um den Einfluss auf den Börsenpreis gering zu halten, wurde eine installierte Speicherleistung von 1 MW gewählt.

Der Speicheragent vermarktet die ihm durch den Zwischenhändler zur Verfügung gestellte Strommenge unter Kenntnis der realen Börsenpreise für die nächsten 24 Stunden. Abbildung 5-4 zeigt die hieraus resultierenden Vermarktungserlöse, die der Speicheragent für den Zwischenhändler durch eine Optimierung der Einspeisung erwirtschaften kann.

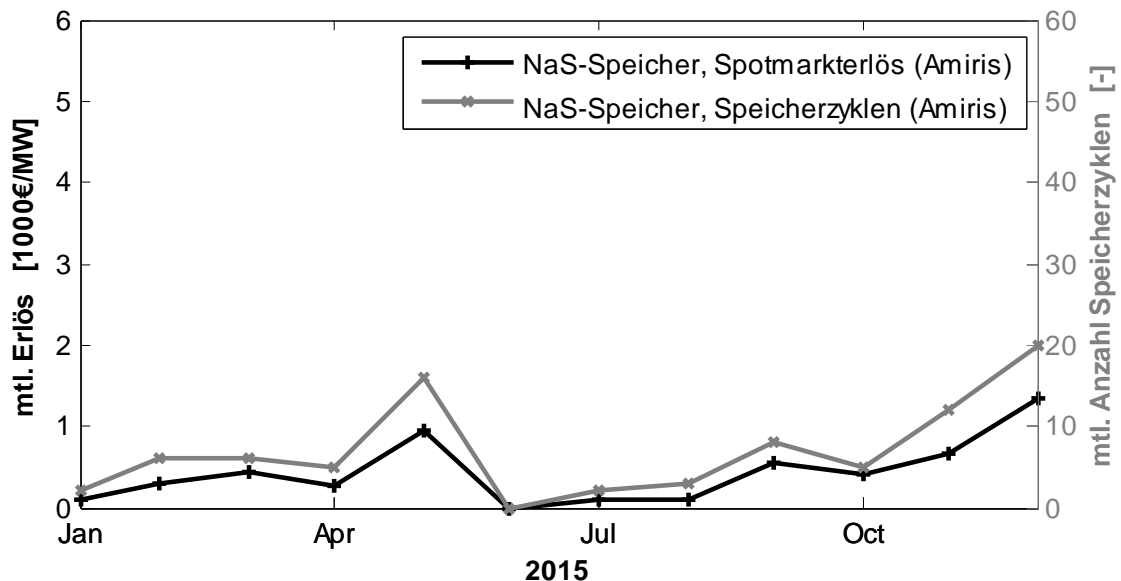


Abbildung 5-4: Monatlicher Erlös (schwarz) eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen (grau) bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt zur Erzielung von Arbitrage im Jahr 2015

Es ergeben sich Erlöse im Durchschnitt von 440€/MW, die somit rund 30 % niedriger sind als der durchschnittliche Erlös 2012-2014. Dies ist auf die deutlich reduzierte Anzahl an möglichen Speicherzyklen von rund 7 Zyklen pro Monat gegenüber 20,5 Zyklen pro Monat, die sich bei der IST-Datenanalyse ergeben haben, zurückzuführen.

Der Grund für die reduzierte Zyklenzahl liegt in der geringen Varianz des modellendogen bestimmten Börsenpreises. Dieser ergibt sich aufgrund des grenzkostenbasierten Ansatzes zur Börsenpreisbestimmung sowie einer fehlenden stochastischen Verteilung der Brennstoff- und CO_2 -Zertifikatskosten resultierend in lediglich geringfügig variierenden variablen Kraftwerkskosten, die ihrerseits im Wesentlichen den Verlauf der Merit-Order-Kurve definieren (Reeg et al. 2013).

Der rund 30 % niedrigere Börsenpreis bei 65 % geringerer Zyklenzahl weist auf einen deutlich höheren Erlös je Zyklus hin. Dies ist mit der überschlägigen Modellierung von sehr niedri-

gen Börsenpreisen zu begründen, da sich bei Unterschreiten eines Residuallastgrenzwertes ein Sprung zu vorab definierten Börsenpreisen ergibt, der zu höheren Spreads führen kann, als die realen Börsenpreise der Jahre 2012-2014 dies aufweisen (Reeg et al. 2013).

Trotz der Problematik einer sehr geringen Anzahl an möglichen Speicherzyklen lassen sich Effekte höherer Anteile erneuerbarer Energien auf die Erlössituation von Speicheranlagen untersuchen. Abbildung 5-5 zeigt für das Jahr 2020 einen solchen Fall.

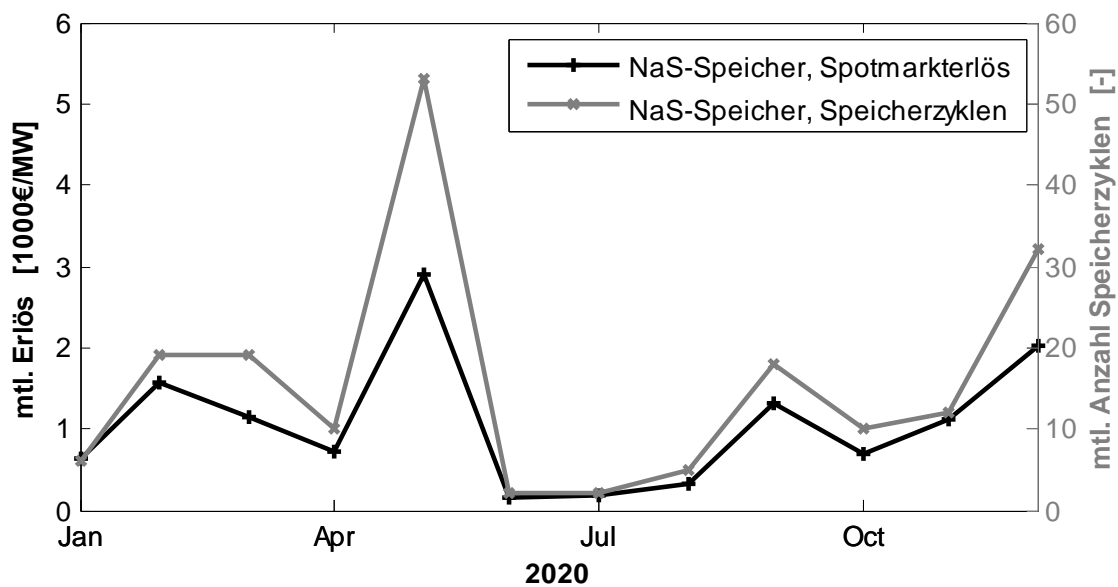


Abbildung 5-5: Monatlicher Erlös (schwarz) eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen (grau) bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt zur Erzielung von Arbitrage im Jahr 2020

Aufgrund der Verwendung von Einspeisezeitreihen, die auf dem gleichen Jahr basieren, zeigt sich der selbe charakteristische Verlauf wie in Abbildung 5-4, jedoch mit einer deutlich höheren Zyklenzahl von rund 16 Zyklen pro Monat und in der Folge höheren Erlösen von rund 1.100 €/MW. Dies ist auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und in der Folge eine sich ergebende niedrigere Residuallast zurückzuführen, die ihrerseits in niedrigen Börsenpreisen resultiert. Der eingesetzte Stromspeicher erwirtschaftet erwartungsgemäß einen höheren Erlös durch die steigende Fluktuation der Einspeisung, da sich im Modell häufiger niedrige oder sogar negative Börsenpreise ergeben.

Eine Stärke der agentenbasierten Simulation ist die Möglichkeit Akteure mit unvollständigen Informationen abbilden zu können. Um die Auswirkungen hiervon zu untersuchen, verfügte der Speicheragent im abschließenden Simulationslauf lediglich über die mit Unschärfe behafteten Börsenpreisprognosen des ihm zugeordneten Zwischenhändlers. Abbildung 5-6 zeigt die Erlöse eines NaS-Speichers am Spotmarkt für das Jahr 2020 unter Berücksichtigung von feh-

lerbehaftet Börsenpreisprognosen auf.

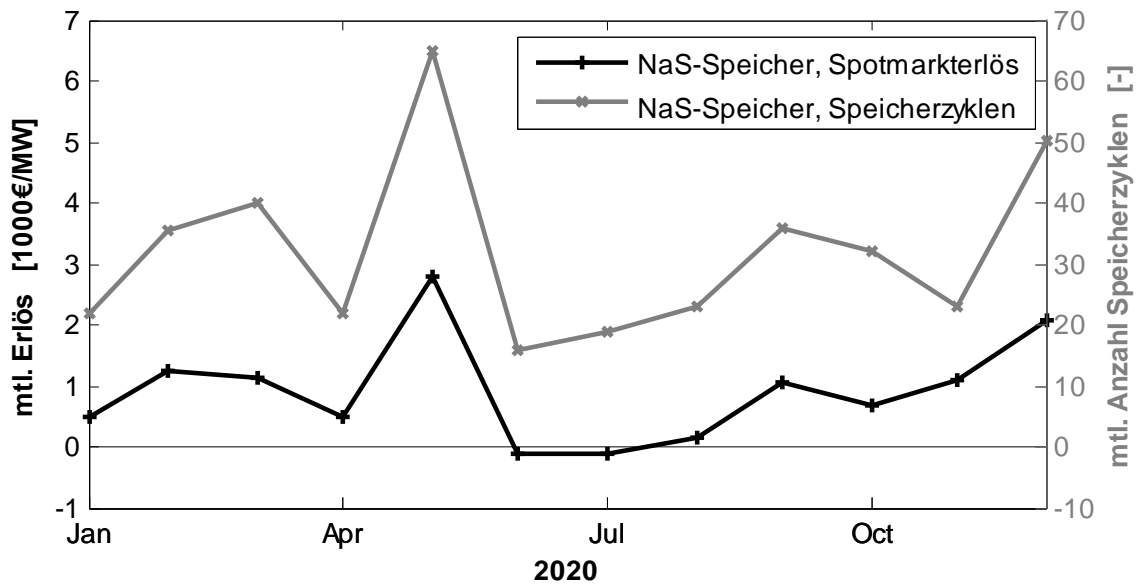


Abbildung 5-6: Monatlicher Erlös (schwarz) eines NaS-Speichers und Anzahl an Speicherzyklen (grau) bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt mit prognostizierten Börsenpreisen zur Erzielung von Arbitrage im Jahr 2020

Die Anzahl an Speicherzyklen verdoppelt sich bei rund 14 % reduzierten Erlösen. Aufgrund der fehlerbehafteten Börsenpreisprognose kommt es auch in Situationen, in denen ein Speicherbetrieb unwirtschaftlich ist, zu Speichervorgängen. Resultierend hieraus ergeben sich negative Zahlungsreihen, die teilweise in der Summe eines Monats den Erlös übersteigen, wie beispielsweise im Juni und Juli des Jahres 2020.

Es lässt sich festhalten, dass die Funktionsfähigkeit des Speicheragenten gegeben ist, jedoch durch eine Berücksichtigung von stochastischen Brennstoffpreisen und einem folglich volatileren Börsenpreis im AMIRIS-Modell, die Abbildung der Arbitrageerzielung von Stromspeichern verbessert werden kann. Desweiteren lässt sich anhand der Simulationsergebnisse eine Abhängigkeit des Vermarktungserfolgs, der durch den Speichereinsatz zu erzielen ist, von der Güte der Börsenpreisprognose zeigen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Angestoßen durch die gegenwärtige Diskussion über hohe Förderkosten der erneuerbaren Energien, werden in Politik und Wissenschaft gleichermaßen die Forderungen nach Markt- und Systemintegration der EE formuliert (**Kunz; Schuffelen** 2014).

Unter Marktintegration wird hierbei die Refinanzierung der EE über die Spotmärkte und somit eine Ausrichtung an Preissignalen verstanden. Für fluktuierende EE ergibt sich dabei das Risiko sinkender Marktwerte durch gleichzeitige Einspeisung und somit eine mögliche Problematik der Refinanzierung. Die Systemintegration adressiert die Beteiligung der EE an der Erbringung von Systemdienstleistungen zur Netzstabilität. Desweiteren impliziert der vorgesehene weiter steigende Anteil der dargebotsabhängigen EE-Anlagen an der Stromerzeugung einen erhöhten Bedarf an Flexibilität, um den dynamischen Ausgleich von Erzeugung und Last zu ermöglichen. Sowohl dem Marktwertverlust als auch der Bereitstellung von Flexibilität lassen sich neben anderen Möglichkeiten durch den Einsatz von Speichertechnologien begegnen.

Im Zuge dieser Arbeit wurde aus der Sicht der Marktakteure der Einsatz von dezentralen Speichertechnologien zur Förderung einer Markt- und Systemintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien bewertet. Hierfür wurde die Modellierung eines Stromspeichers vorgenommen, die die Abbildung der technischen und ökonomischen Speicherprozesse, eine Parametrisierung der gewählten dezentralen Stromspeichertechnologien und die Definition von Betriebsstrategien für den Einsatz von Stromspeichern in Abhängigkeit der betrachteten Vermarktungswege umfasst. Als Speicherbetriebsstrategie wurde ein Optimierungsmodell basierend auf dem Ansatz der dynamischen Programmierung weiterentwickelt, um die möglichen Erlöse bei der Teilnahme eines Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt untersuchen zu können. Desweiteren wurden Betriebsstrategie für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und zur Vermarktungsoptimierung durch Vermeiden von Ausgleichsenergie entworfen.

Anschließend wurden die gegenwärtigen Erlösmöglichkeiten am Day-Ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt anhand von Erzeugungs- und Marktdaten der Jahre 2012-2014 betrachtet.

Es zeigte sich hierbei eine hohe positive Korrelation der Stromspeichererlöse mit den Zeitpunkten, in denen Windenergieanlagen aufgrund hoher zeitgleicher Einspeisemengen sinkende Marktwerte zu verzeichnen haben. Eine bedarfsorientierte Einspeisung der dargebotsabhängigen Windenergieanlagen, durch Ausrichten an Preissignalen des Day-Ahead Spotmarktes könnte folglich in Kombination mit Speichertechnologien erreicht werden. Allerdings ist dies mit einem hohen Aufwand für den Stromspeicher verbunden.

Das Potenzial für die Teilnahme von einzelnen WEA oder kleinen Windparks am Regelleistungsmarkt ist sehr gering aufgrund der unsicheren Informationen über die mögliche Einspeiseleistung zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe. Eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erscheint auch für große Windparks nur bei der negativen Minutenreserve wirtschaftlich.

Stromspeicher können sowohl am Markt für Primärregelleistung als auch Sekundärregelleistung signifikante Erlöse erzielen. Der Primärregelmarkt weist hierbei eine geringere Varianz der Erlöse auf. Der Sekundärregelmarkt hingegen zeichnet sich durch ein mittleres Erlösniveau entsprechend dem Primärregelmarkt aus, jedoch mit der Möglichkeit hohe Zusatzerlöse durch eine optimierte Gebotslegung zu erzielen. Hierbei muss der für Speicher aufgrund ihrer begrenzten Kapazität notwendige Spotmarkthandel berücksichtigt werden, da er ebenfalls zu Zahlungsreihen in relevanter Größenordnung führt.

Im Anschluss an die Bestimmung von Erlöspotenzialen wurde eine Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells vorgenommen. Diese umfasst die Integration eines Speicheragenten sowie die Implementierung der Betriebsstrategien. Zusätzlich wurde eine Strategie zur Optimierung der Einspeisung von fluktuierenden EE in Kombination mit Stromspeichern implementiert.

Den Abschluss der Arbeit bildet eine Untersuchung der Erlösmöglichkeiten eines Stromspeichers am Day-Ahead Spotmarkt. Hierbei konnte sich die prinzipielle Funktionsfähigkeit des Speicheragenten zeigen lassen, allerdings ergab sich eine deutlich reduzierte Zyklenzahl gegenüber dem zuvor für die Jahre 2012-2014 ermittelten Speichereinsatz, der basierend auf realen Börsenspreisen berechnet wurde. Grund dafür ist eine zu geringe Volatilität des Börsenpreises. Abschließend wurde der Vermarktungserfolg bei Berücksichtigung von fehlerbehafteten Börsenpreisprognosen untersucht. Sinkende Erlöse lassen hierbei auf eine Abhängigkeit des Vermarktungserfolgs von der Prognosegüte des Börsenpreises schließen.

6.2 Ausblick

An die Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells schließen sich eine Reihe von weiteren Analysemöglichkeiten an. Eine Berücksichtigung von stochastischen Brennstoffpreisen würde sich hierbei positiv auf die Qualität der Erlösbestimmung der Vermarktung von Stromspeichern auswirken.

Die Wirkung von Stromspeicher auf die Erlössituation der Akteure durch eine Veränderung der Merit-Order-Kurve stellt ebenfalls einen interessanten Untersuchungsbereich dar.

Analysemöglichkeiten ergeben sich desweiteren direkt aus dem implementierten Vermarktungsweg der Einspeiseoptimierung von Direktvermarktern durch den Einsatz von Stromspeicher für den Ausgleich von Prognosefehlern. Dadurch lassen sich vergleichsweise hohe Zah-

lungen durch Ausgleichsenergie vermeiden. Für einen solchen Zusammenschluss von fluktuierenden erneuerbaren Energie und regelbaren Anlagen, in diesem Fall Speicheranlagen, wurden bereits Forschungsprojekte durchgeführt, die die technische Machbarkeit nachgewiesen haben (**Mackensen; Rohrig; Emanuel** 2008). Anknüpfend hieran ergibt sich in AMIRIS die Möglichkeit das wirtschaftliche Potenzial eines solchen virtuellen Kraftwerks zu untersuchen sowie die Auswirkungen einer dadurch möglichen bedarfsorientierten Einspeisung zu analysieren und in Anbetracht einer Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu bewerten.

Literatur

- AGORA-ENERGIEWENDE 2014** AGORA-ENERGIEWENDE: *Stromspeicher in der Energiewende*. Techn. Ber. Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, ef.Ruhr GmbH, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen, 2014
- BDEW 2014** BDEW: *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)*. Techn. Ber. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
- BELLMAN 1956** BELLMAN, Richard (Hrsg.): *Dynamic programming and Lagrange multipliers*. Bd. 42. 10. National Academy of Sciences, 1956, S. 767
- BMJV 2000** BMJV: *Gesetz zur vorrangigen Einspeisung durch erneuerbare Energien*. Hrsg. von JUSTIZ UND VERBRAUCHERSCHUTZ, Bundesministerium für. Juli 2000
- BMJV 2014** BMJV: *Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*. Hrsg. von JUSTIZ UND VERBRAUCHERSCHUTZ, Bundesministerium für. Juli 2014
- BMWi 2013** BMWi: *Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor*. Techn. Ber. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2013
- BMWi 2014 a** BMWi: *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Techn. Ber. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014
- BMWi 2014 b** BMWi: *Größter kommerzieller Batteriespeicher Europas in Betrieb*. Hrsg. von WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi), Bundesministerium für. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Pressemitteilung. Sep. 2014. URL: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/29/Meldung/groesster-kommerzieller-batteriespeicher-europas-in-betrieb.html>
- BNETZA 2011 a** BNETZA: *Festlegung zu Verfahren zu Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011b), 2011
- BNETZA 2011 b** BNETZA: *Festlegung zu Verfahren zu Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelleistung*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011b), 2011
- BNETZA 2012** BNETZA: *Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6, 2012
- BNETZA 2014** BNETZA: *Anlagenregister - Veröffentlichung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Anlagenregister-Verordnung*. Hrsg. von BUNDESNETZAGENTUR. Online. -. 2014 2014. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/

ErneuerbareEnergien / Photovoltaik / DatenMeldgn _ EEG - VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html

- BNETZA et al. 2014 a** BNETZA ; BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringbericht 2013 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Juni 2014
- BNETZA et al. 2014 b** BNETZA ; BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Nov. 2014
- BNETZAETZAGENTUR 2011** BNETZAETZAGENTUR: *Festlegung zu Verfahren zu Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung*. Techn. Ber. Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011b), 2011
- BORGGREFE et al. 2011** BORGGREFE ; NEUHOFF: *Balancing and Intraday Market Design - Options for Wind Integration*. Discussion Paper 11/62. DIW Berlin, 2011
- BRAUNS et al. 2014** BRAUNS, S et al.: *Regelenergie durch Windkraftanlagen - Abschlussbericht*. Techn. Ber. IWES Fraunhofer, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2014
- BUNDESREGIERUNG 2011** BUNDESREGIERUNG: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Hrsg. von BUNDESREGIERUNG. 2011. URL: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- BUNDESREGIERUNG 2013** BUNDESREGIERUNG: *Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. Hrsg. von CDU, CSU und SPD. 2013
- CRASTAN 2012** CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 2 - Energiewirtschaft und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik und Alternative Stromversorgung*. Bd. 2. Springer-Verlag, 2012
- DENA 2013** DENA: *Ergebnispapier: Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung*. Techn. Ber. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013
- DENA 2014** DENA: *Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Techn. Ber. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Technische Universität Dortmund / ef.Ruhr GmbH, 2014
- EG 1996** EG: *RICHTLINIE 96/92/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES*. Hrsg. von PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, Das europäische. Nr. L 27/20 DE Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften. 1996
- EPEXSPOT 2015** EPEXSPOT: *Market Data - Day-Ahead Auction*. Hrsg. von SE, EPEX Spot. /www.epexspot.com/. Jan. 2015. URL: <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction>
- ETG-VDE 2009** ETG-VDE: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2009

- ETG-VDE 2012** ETG-VDE: *Energiespeicher für die Energiewende–Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2012
- FLIGSTEIN et al. 2012** FLIGSTEIN, Neil ; MCADAM, Doug: *A theory of fields*. Oxford University Press, 2012
- FNN-VDE 2009** FNN-VDE: *TransmissionCode 2007. Anhang D2 Teil 2: Anforderungen für die Umsetzung des SRLPoolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern*. Techn. Ber. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2009
- FRONTIER 2014** FRONTIER: *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* Techn. Ber. Frontier Economics Ltd, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014
- GAWEL et al. 2014** GAWEL, Erik ; LEHMANN, Paul: *Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014*. Techn. Ber. ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft, 2014
- GÖTZ et al. 2014** GÖTZ, Philipp et al.: *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen*. Techn. Ber. Agora Energiewende, 2014
- HARTMANN et al. 2012** HARTMANN, Niklas et al.: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. Techn. Ber. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), Universität Stuttgart, 2012
- HOSSAIN 2014** HOSSAIN, Nibir: *Development of a flexible parameterization and a dynamic batch processing for the AMIRIS model*. Magisterarb. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2014
- IWES 2014** IWES: *Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien*. Techn. Ber. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2014
- JOHNSON et al. 2011** JOHNSON, Richard Arnold ; MILLER, Irwin ; FREUND, John E: *Probability and statistics for engineers*. Prentice-Hall, 2011
- KNORR et al. 2014** KNORR, Kaspar et al.: *Kombikraftwerk 2 - Abschlussbericht*. Techn. Ber. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2014
- KONDZIELLA et al. 2013** KONDZIELLA, Hendrik et al.: *Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (Aug. 2013) Nr. 4, S. 249–260
- KONSTANTIN 2009** KONSTANTIN, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Bd. 2. Springer, 2009
- KOPP et al. 2012** KOPP, Oliver ; ESSER-FREY, Anke ; ENGELHORN, Thorsten: *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2012)
- KREWITT et al. 2011** KREWITT, Wolfram et al.: *Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation*. Hrsg. von LUFT- UND RAUMFAHRT E.V., Deutsches Zentrum für. Feb. 2011. URL: <http://elib.dlr.de/69342/>

- KUNZ et al. 2014** KUNZ, Claudia ; SCHUFFELEN, Lukas: *Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. Techn. Ber. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), 2014
- MACKENSEN et al. 2008** MACKENSEN, R. ; ROHRIG, K. ; EMANUEL, H.: *Das regenerative Kombikraftwerk - Abschlussbericht*. Techn. Ber. Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET), 2008
- NITSCH et al. 2012** NITSCH, Joachim et al.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Techn. Ber. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Apr. 2012. URL: <http://elib.dlr.de/76043/>
- PAPE et al. 2014** PAPE, Dr. Carsten et al.: *Roadmap Speicher*. Techn. Ber. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW, RWTH Aachen), Stiftung Umweltenergierecht, 2014
- POONPUN et al. 2008** POONPUN, Piyasak ; JEWELL, Ward T: Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity. In: *IEEE Transactions on energy conversion* 23 (2008) Nr. 2, S. 529–534
- R2B 2014** R2B: *Leitstudie Strommarkt - Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Techn. Ber. r2b energy consulting GmbH, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014
- REEG 2014** REEG, Matthias: *Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität*. Techn. Ber. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., März 2014. URL: <http://elib.dlr.de/93074/>
- REEG et al. 2013** REEG, Matthias et al.: *Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen*. Techn. Ber. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Apr. 2013. URL: <http://elib.dlr.de/82808/>
- REICHMUTH et al. 2014** REICHMUTH, Matthias et al.: *Jahresprognose zur EEG-Stromeinspeisung für 2015*. Techn. Ber. Leipziger Institut für Energie GmbH, Okt. 2014
- SAUER et al. 2013** SAUER, Dirk Uwe ; LUNZ, Benedikt ; MAGNOR, Dirk: *Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom*. Techn. Ber. RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Antriebe (ISEA), März 2013
- SCHOLZ 2012** SCHOLZ, Yvonne: *Renewable energy based electricity supply at low costs : development of the REMix model and application for Europe*. eng. Diss. Universität Stuttgart, 2012. URL: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2012/7635>
- STERNER et al. 2014** STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag, 2014

- ÜNB 2014 a** ÜNB: *Anlagenstammdaten2013*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. www.netztransparenz.de. Aug. 2014. URL: <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>
- ÜNB 2014 b** ÜNB: *Bedarfwerte Weihnachtszeitraum 2014 und Q1 2015*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. online. Dez. 2014. URL: <https://www.regelleistung.net/>
- ÜNB 2014 c** ÜNB: *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung*. Techn. Ber. Übertragungsnetzbetreiber, 2014
- ÜNB 2015 a** ÜNB: *EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm. Jan. 2015. URL: <http://www.netztransparenz.de/de/Transparenzanforderungen.htm>
- ÜNB 2015 b** ÜNB: *EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm. Jan. 2015. URL: <http://www.netztransparenz.de/de/Transparenzanforderungen.htm>
- ÜNB 2015 c** ÜNB: *Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Vermarktungsaktivitäten (gemäß § 7 AusglMechV und § 2 AusglMechAV)*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. <http://www.netztransparenz.de>. Jan. 2015. URL: <http://www.netztransparenz.de/de/Transparenzanforderungen.htm>
- ÜNB 2015 d** ÜNB: *Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Ausschreibung und Abruf der Regelleistung nach Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (BK6-10-097 bis -099)*. Hrsg. von ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. <https://www.regelleistung.net/>. Jan. 2015. URL: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>
- URBAN 2004** URBAN, Christoph: *Das Referenzmodell PECS - Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens*. Diss. Universität Passau, 2004

Erklärung

Hiermit erkläre ich, Nikolai Klempp (Matr.-Nr: 2394688), diese Diplomarbeit zum Thema „Analyse der Erlöspotenziale fluktuierender EE und dezentraler Stromspeicher sowie Weiterentwicklung des AMIRIS-Modells“ am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER), sowie am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), nach bestem Wissen und Gewissen selbstständig erstellt zu haben. Es wurden ausschließlich die angegebenen Quellen verwendet.

Stuttgart, den 21.01.2015: _____