



Nicolas Thie

**Risikomanagement in der
Direktvermarktung erneuerbarer Energien**



Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK

Band 70 - 2020



Risikomanagement in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Nicolas Thie, M. Sc.
aus Köln

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

Tag der mündlichen Prüfung: 30. März 2020

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online
verfügbar.

Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK
Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler

Nicolas Thie
Risikomanagement in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien

ISBN: 978-3-95886-352-1

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Das Werk einschließlich seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung ist ohne die Zustimmung des Herausgebers außerhalb der engen Grenzen des Urhebergesetzes unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Herstellung & Vertrieb:

1. Auflage 2020
© Verlagshaus Mainz GmbH Aachen
Süsterfeldstr. 83, 52072 Aachen
Tel. 0241/87 34 34 00
www.Verlag-Mainz.de
www.DruckereiMainz.de

Satz: nach Druckvorlage des Autors
Umschlaggestaltung: Verlagshaus Mainz

printed in Germany

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2020)

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik und am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, der diese Arbeit ermöglichte. Das mir entgegengebrachte Vertrauen, seine stete Unterstützung, Förderung und wertvollen Ratschläge haben wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen.

Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner danke ich für die Übernahme des Korreferats und sein großes Interesse an der Arbeit.

Ich danke allen Kolleginnen und Kollegen für die gemeinsame Zeit am Institut und ihre Unterstützung dieser Arbeit. Insbesondere danken möchte ich meinen Teamkollegen der Forschungsgruppe Dezentrale Energiesysteme. Die fachlichen Diskussionen und enge Zusammenarbeit mit Maria Vasconcelos, Moritz Nobis, Wilhelm Cramer und Carlo Schmitt haben zum Gelingen der Arbeit beigetragen. Weiterhin gilt mein Dank allen Studenten, die mich als Master- und Bachelorarbeiter sowie als studentische Hilfskräfte bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Für die engagierte Unterstützung bei der Durchsicht der schriftlichen Ausfertigung, die hilfreichen Kommentare und wertvollen Anregungen danke ich Hans Barrios, Maria Vasconcelos und Moritz Nobis.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, für Ihre stetige Unterstützung und die Ausbildung, die Sie mir ermöglicht haben.

Kurzfassung

Verbunden mit dem weltweiten Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) steigt die Forderung nach einer stärkeren Marktintegration. Dabei haben sich Aggregatoren, welche DEA bündeln und zentral vermarkten, als Dienstleister für die Direktvermarktung dezentraler Anlagen etabliert. Aggregatoren sind in der Direktvermarktung finanziellen Risiken aufgrund von Prognoseunsicherheiten ausgesetzt, insbesondere durch dargebotsabhängige Erzeugung. Diese können die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung beeinträchtigen. Die Quantifizierung der Risikoexposition sowie die Ableitung und Nutzung von Maßnahmen des Risikomanagements gewinnen zunehmend an Bedeutung. Bisherige Verfahren zur Vermarktungsplanung berücksichtigen zumeist nur einzelne Unsicherheiten und erlauben keine umfassende Bewertung des Risikomanagements.

Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Verfahrens, welches eine optimale Vermarktungsentscheidung unter Unsicherheit bestimmen und gleichzeitig Maßnahmen für Risikomanagement gezielt einsetzen und bewerten kann. Aus der Analyse verwandter Forschungsfelder werden die Maßnahmen „Hedging mit Termingeschäften“, „Einsatz von Flexibilitäten“ sowie „regionale Diversifikation“ von DEA identifiziert. Das entwickelte Verfahren gliedert sich dabei in die Szenariogenerierung und die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit. Innerhalb der Szenariogenerierung werden die Unsicherheiten in Form stochastischer Szenarien modelliert. Sie bilden die statistischen Eigenschaften der zugrundeliegenden Unsicherheiten ab (Wahrscheinlichkeitsverteilung, Auto- und Kreuzkorrelation). Die Vermarktungsplanung wird in Form der stochastischen gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung implementiert. Auf Basis der Szenarien wird eine optimale Vermarktungsentscheidung unter den Zielgrößen des erwarteten Erlöses (bzw. Rendite) sowie des Risikomaßes Conditional-Value-at-Risk (CVaR) bestimmt. Der Vermarktungsprozess wird dabei geschlossen betrachtet, um Interdependenzen zwischen den Märkten und Risikomanagementmaßnahmen bewerten zu können.

Das Verfahren wird für einen exemplarischen Untersuchungsfall validiert und zur Bewertung der Risikomanagementmaßnahmen angewendet. Durch kombinierte Anwendung aller Maßnahmen kann die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöht werden. So wird eine Steigerung der erwarteten Rendite um 15%-Punkte und des CVaR um ca. 20%-Punkte im Vergleich zur Benchmark ohne Risikomanagement erreicht. Als Hauptkriterium für die Wirkung der Maßnahmen kann ihr Einfluss auf die Volumenrisiken und damit die Ausgleichsenergiebedarfe identifiziert werden. Je stärker die Maßnahmen die Ausgleichsenergiebedarfe reduzieren können, desto stärker verbessern sie die Wirtschaftlichkeit in der Direktvermarktung.

Abstract

In conjunction with the worldwide expansion of distributed energy resources (DER), the call for stronger market integration increases. In this process, aggregators, who pool DER and control them centrally, have established themselves as service providers for the direct marketing of distributed generation. In direct marketing, aggregators are exposed to risks due to forecast uncertainties, in particular due to intermittent generation. These risks can impair the profitability of direct marketing. Therefore, the quantification of risk exposure and the derivation and use of risk management measures are becoming increasingly important. However, existing market scheduling methods mostly take into account only individual uncertainties and do not permit a comprehensive assessment of risk management.

The goal of this thesis is to develop a method which can determine an optimal market scheduling under uncertainty and at the same time apply and evaluate risk management measures in a targeted manner. From the analysis of related research fields, the following measures are identified: hedging with futures, the use of flexibilities as well as regional diversification of DER. The developed method is divided into two steps: scenario generation and market scheduling under uncertainty. Within the scenario generation, the uncertainties are modelled in the form of stochastic scenarios. They represent the statistical properties of the underlying uncertainties (probability distribution, autocorrelation and cross-correlation). The market scheduling is implemented in the form of stochastic mixed-integer linear programming. On the basis of the scenarios, an optimal scheduling decision is determined with the objectives of expected revenue (or return on investment) and the risk measure Conditional-Value-at-Risk (CVaR). The entire scheduling process of an aggregator is considered as a whole in order to evaluate interdependencies between markets and risk management measures.

The method is validated for an exemplary case and used to evaluate the risk management measures. The combined application of all investigated measures can significantly increase profitability. Thus, an increase of the expected return by 15%-points and of the CVaR by approx. 20%-points is achieved compared to the benchmark without risk management. As the main criterion for the effect of the measures can be identified as their influence on volume risks and thus the balancing energy demands. The more the measures can reduce the balancing energy demands, the more they improve the profitability in direct marketing.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Stand des Wissens	5
1.2.1 Vermarktungsoptimierung im Energiesektor	5
1.2.2 Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke	8
1.2.3 Methodik der Planung unter Unsicherheit	10
1.2.4 Fazit und weiterer Forschungsbedarf	12
1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise	14
2 Analyse	17
2.1 Vermarktungsprozess in der Direktvermarktung	17
2.1.1 Vermarktungsmodelle Erneuerbarer Energien	17
2.1.2 Marktspezifikationen	19
2.1.3 Informationsstand bei Angebotsabgabe	27
2.1.4 Anforderungen an den Vermarktungsprozess	30
2.2 Quantitative Analyse der Vermarktungsrisiken	31
2.3 Maßnahmen zur Reduktion der Unsicherheit	37
2.3.1 Einsatz von Termingeschäften	37
2.3.2 Diversifikation des Anlagenportfolios	40
2.3.3 Einsatz von Flexibilitätsoptionen	42
3 Methodischer Ansatz	49
3.1 Ansatz der Stochastischen Programmierung	49
3.2 Methodik zur Szenariogenerierung	53
4 Modellierung	61
4.1 Übersicht des Modells	61
4.2 Szenariogenerierung	63
4.2.1 Zeitreihenmodellierung	64
4.2.2 Szenariokombination	67
4.2.3 Szenarioreduktion	68
4.3 Masterproblem der Vermarktungsplanung	70

4.4	Subproblem der Vermarktungsplanung	72
4.4.1	Modellierung der Verbundoptimierung	74
4.4.2	Modellierung der Zielfunktion	76
4.4.3	Anlagenmodellierung	77
4.4.4	Modellierung der Vermarktungsoptionen	81
4.4.5	Modell der Regelleistungsbereitstellung unter Unsicherheit	82
5	Validierung und Anwendung des Verfahrens.....	89
5.1	Vorstellung exemplarischer Untersuchungsfälle.....	89
5.1.1	Anlagenportfolios	89
5.1.2	Marktdaten	91
5.2	Validierung	92
5.2.1	Validierung der Szenariogenerierung	92
5.2.2	Validierung der Optimierung unter Unsicherheit	94
5.3	Ergebnisse bei Nutzung von Risikomanagement.....	95
5.3.1	Sz 1: Vermarktung mit Termingeschäften	96
5.3.2	Sz 2: Integration von Flexibilitäten	100
5.3.3	Sz 3: Einfluss regionaler Diversifikation	104
5.3.4	Sz 4: Kombinierte Nutzung der Maßnahmen	109
5.3.5	Vergleich und Diskussion der Maßnahmen	110
6	Zusammenfassung und Ausblick	113
6.1	Zusammenfassung.....	113
6.2	Ausblick.....	116
7	Literaturverzeichnis	117
Anhang	128	
A.1	Ergänzende Analyseergebnisse.....	128
A.2	Vorstellung der Marktdaten im Untersuchungsfall	129
A.3	Erweiterung zur Portfoliooptimierung	131
A.4	Sensitivitätsanalyse zu Flexibilitäten	136
Abkürzungsverzeichnis	137	

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im Klimaabkommen von Paris wird der weltweite Wille für eine nachhaltige und umweltschonende Energieversorgung bekräftigt [UNO16]. Hauptziel ist die Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen, um den globalen Temperaturanstieg auf 2 °C im Vergleich zur Zeit vor der Industrialisierung zu beschränken. Im Fokus stehen insbesondere die Strom- und Wärmeversorgung, welche mit etwa 40% den größten Anteil der Emissionen verursachen [IEA17]. Im Stromsektor wird daher weltweit der Ausbau erneuerbarer Energien gefördert. In vielen Ländern sind dazu subventionsgestützte Vergütungsmodelle für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) installiert. Diese können zum einen in festen Einspeisetarifen pro erzeugter Kilowattstunde oder in der Subvention der Investitionskosten für den Anlagenneubau bestehen. Zunächst unterstützt durch die Subventionsprogramme machen erneuerbare Energien 2019 bereits über 60% der weltweit neu hinzugebauten Erzeugungsleistung aus [IRE19]. Durch Skaleneffekte, die im Zuge des starken Ausbaus erneuerbarer Energien erreicht werden, ist in den letzten Jahren dabei eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten festzustellen, insbesondere für Windkraft- und Photovoltaikanlagen (PV) [BMW16]¹. Bis 2035 wird mit weiterhin deutlich sinkenden Stromgestehungskosten gerechnet [IRE18], [ISE18]. In Folge der steigenden Wettbewerbsfähigkeit der DEA können staatliche Subventionen zu Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreizen führen. Zudem steigen aufgrund des starken Ausbaus von DEA die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der subventionsgestützten Vergütungsmodelle, welche über die Strompreise oder den öffentlichen Haushalt refinanziert werden müssen².

Aus diesen Gründen werden rein subventionsgestützte Vergütungsmodelle langfristig nicht als geeignetes Mittel für eine volkswirtschaftlich effiziente Systemintegration erneuerbarer Energien angesehen [EU14a]. Stattdessen wird politisch gefordert, erneuerbare Energien soweit wie möglich in den Elektrizitätsmarkt zu integrieren [EU18], [IRE18]. In den Empfehlungen der EU-

¹ Die weltweit durchschnittlichen Stromgestehungskosten sinken beispielsweise im Zeitraum von 2010 – 2015 um 56% für PV und 15% für Onshore-Windkraft.

² Innerhalb der EU steigen die Kosten für Subventionen Erneuerbarer Energien von 13,7 Mrd. € in 2009, über 34,6 Mrd. € in 2012 auf 76 Mrd. € in 2016 [EU19], [EU14a].

Kommission wird beispielsweise gefordert, Subventionen schrittweise abzubauen und einen Übergang zu marktbasierter Mechanismen zu fördern. Dies soll die Entwicklung hin zu einer vollständigen Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien im Vergleich zu konventionellen Erzeugungstechnologien unterstützen [EU18], [EU14b], [BMW15].

Den Empfehlungen der Kommission folgend, werden die Vergütungsmodelle innerhalb Europas kontinuierlich angepasst. In Abbildung 1-1 ist beispielhaft die Entwicklung der festen Einspeisetarife für Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland und Großbritannien dargestellt³. In Deutschland ist seit dem EEG 2014 eine automatische Degression verankert. In Großbritannien werden die Mitte 2010 eingeführten „Feed-In Tariff“- (FIT-) Vergütungssätze seitdem nach unten korrigiert [BNA19], [OFG19]. Auch außerhalb Europas wird eine deutliche Reduktion der Entgelte für erneuerbare Energien erwartet [IRE18].

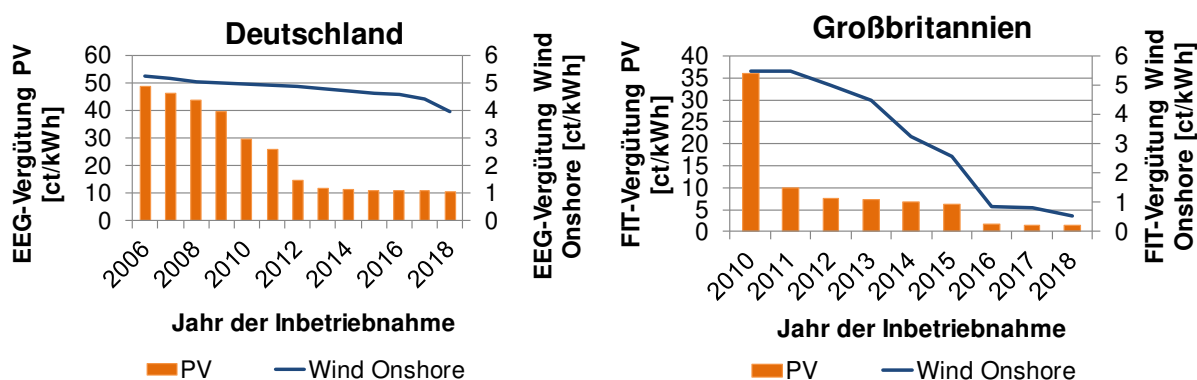


Abbildung 1-1: Entwicklung der subventionsbasierten Vergütung für Wind- und PV-Anlagen in Deutschland links (2005 – 2018 [BNA19]) und Großbritannien rechts (2010-2018 [OFG19])

In Deutschland ist zusätzlich eine Pflicht zur Direktvermarktung für Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW eingeführt [EEG17]. Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen oberhalb dieser Leistung müssen den erzeugten Strom an den Strommärkten vermarkten und können zusätzlich eine Subvention in Form des Marktprämienmodells gemäß § 20 EEG 2017 erhalten. Die Höhe der Marktprämie richtet sich für Bestandsanlagen nach dem anzulegenden Wert der Einspeisevergütung. Für Neuanlagen werden gemäß § 22 EEG 2017 Ausschreibungen durch die Bundesnetzagentur durchgeführt. Betreiber

³ Die Auswertung für PV bezieht sich auf eine installierte Leistung von 1 MWp, für Wind-Onshore von 3 MW. Es sind die Vergütungssätze zum Ende des Jahres angegeben. Die höhere Anfangsvergütung für Wind-Onshore in Deutschland ist zum Zweck der Vergleichbarkeit vernachlässigt.

dezentraler Erzeugungsanlagen müssen dazu Gebote auf das festgelegte Ausschreibungsvolumen abgeben, wobei die Gebote gemäß einer Merit-Order nach ihrem Gebotspreis sortiert und bis zum Erreichen des Ausschreibungsvolumens bezuschlagt werden (§ 32 EEG 2017). Insgesamt führen die beschriebenen Maßnahmen zu einer stärkeren Marktteilnahme der DEA. Abbildung 1-2 zeigt die Anteile der Energiemengen in der Direktvermarktung im Jahr 2018. Insbesondere Windkraft- (WKA) und Biomasseanlagen weisen in Deutschland schon heute einen sehr hohen Anteil an Direktvermarktung auf.

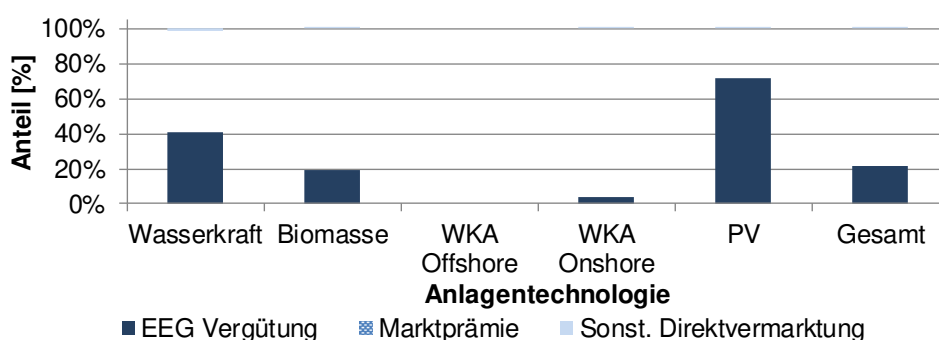


Abbildung 1-2: Anteile der dezentralen Erzeugungsanlagen in der EEG-Vergütung und Direktvermarktung (Stand 2018) [ÜNB19]

Eine direkte Marktteilnahme erfordert die Einhaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen an den Strommärkten, wobei Mindesthandelsmengen und Produktblöcke zu beachten sind. Für einzelne DEA stellen diese Rahmenbedingungen Markteintrittsbarrieren dar. Die Aggregation der dezentralen Anlagen, beispielsweise im Rahmen eines Virtuellen Kraftwerks (VK), ist in diesem Zusammenhang ein erprobtes Konzept für die Marktintegration [Trö10], [Pud08]. Die dezentralen Erzeugungsanlagen werden mittels IKT-Infrastruktur (Informations- und Kommunikationstechnologie) zu einem Verbund zusammengefasst und zentral gesteuert, beispielsweise zum Zweck der Direktvermarktung. Die verschiedenen Anlagentechnologien weisen unterschiedliche technische Restriktionen auf, welche im Betrieb berücksichtigt werden müssen. Gleichzeitig ist die zu vermarktende Erzeugungsmenge aufgrund der Dargebotsabhängigkeit hohen Volatilitäten ausgesetzt. Der Einsatz des Anlagenverbunds zum Zweck der Vermarktung stellt somit eine komplexe Planungsaufgabe dar. Zusätzlich erhöht der Abbau der Subventionen den Kostendruck. Daher wird eine Vermarktungsoptimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht zunehmend wichtig, um die existierenden Effizienzpotentiale in der Direktvermarktung realisieren zu können.

Die Betreiber dezentraler Anlagenverbünde (im Folgenden Aggregatoren) sind in der Direktvermarktung, anders als bei einer subventionsbasierten Vergütung,

Vermarktungsrisiken ausgesetzt. Verursacht werden diese durch Prognoseunsicherheiten in Bezug auf die Einspeisung der dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (Volumenrisiko) sowie der Marktpreise (Preisrisiko) [Con10]. Die Preisrisiken beeinflussen die Deckungsbeiträge des Aggregators direkt, die Volumenrisiken indirekt durch Kosten für Ausgleichsenergie im Fall von Fahrplanabweichungen⁴ innerhalb ihres Bilanzkreises (BK). Um Bilanzkreisverantwortliche (z. B. Aggregatoren) zu einer höheren Prognosegenauigkeit sowie zu einem eigenständigen Ausgleich von Fahrplanabweichungen zu motivieren, sollen Anreize zur Bilanzkreistreue über Preissignale im Ausgleichsenergiesystem gestärkt werden [NCS16], [BMWi15].

Der Umgang mit Erzeugungs- und Preisunsicherheiten im Rahmen eines geeigneten Risikomanagements wird damit für Direktvermarkter zunehmend wichtig für eine effiziente Vermarktung. Es ermöglicht die Sicherstellung der geforderten Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit und schafft Anreize für die weitere Marktintegration erneuerbarer Energien. Risikomanagement meint dabei die Identifikation und Bewertung relevanter Risiken⁵ sowie die Auswahl geeigneter Maßnahmen zur Absicherung gegen diese. Mögliche Maßnahmen können zum einen in Investitionen in Anlagen zur Kompensation der Prognoseunsicherheit bestehen (z. B. Speicher). Zum anderen kann die Direktvermarktung um neue Vermarktungsoptionen ergänzt werden, die eine Absicherung der Day-Ahead Vermarktung ermöglichen.

In der Vermarktung elektrischer Energie existieren verschiedene Marktoptionen, welche auch Aggregatoren dezentraler Anlagen zur Verfügung stehen. Die Strommärkte lassen sich generell in kurzfristige Spotmärkte sowie langfristige Terminmärkte unterteilen [Con10]. Je nach Handelsfrist wird auf dem Spotmarkt der vortägige Day-Ahead Markt und der untertägige Intraday Markt unterschieden. Zusätzlich ist eine Vermarktung auf den Regelleistungsmärkten möglich. Die Vermarktungsoptionen weisen unterschiedliche Eigenschaften auf, welche die mit der Vermarktung verbundenen Risiken betreffen. Dabei kann ein

⁴ Netznutzer sind verpflichtet Bilanzkreise zu bilden (siehe § 4 StromNZV). Der Bilanzkreisverantwortliche ist zuständig für die ausgeglichene Leistungsbilanz und muss diese an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Form eines Fahrplans melden. Abweichungen von diesem Fahrplan müssen durch den Bezug von Ausgleichsenergie kompensiert werden.

⁵ Innerhalb dieser Arbeit stehen die kurzfristigen betrieblichen Risiken innerhalb der Direktvermarktung im Fokus. Weitere Unsicherheiten (z. B. globale Einflüsse oder Zinsrisiken) sind nicht Gegenstand dieser Arbeit

gezielter Einsatz der Märkte auch eine Reduktion der Risiken erreichen, z. B. ein kurzfristiger Ausgleich von Fahrplanabweichungen auf dem Intraday Spotmarkt. Für Aggregatoren macht die Vielfalt und Komplexität der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie der beschriebenen Marktoptionen eine detaillierte Planung unerlässlich. Aufgrund des steigenden Kostendrucks bedarf es dabei eines Verfahrens, welches die Bewertung von Risiken und Ableitung von Gegenmaßnahmen innerhalb der Vermarktungsplanung mit einem hohen Grad an Automatisierung und Robustheit ermöglicht. In diesem Zusammenhang eignen sich beispielsweise mathematische Optimierungsverfahren. Die Bewertung der Risiken macht darüber hinaus die explizite Quantifizierung des finanziellen Vermarktungsrisikos in den Zielkriterien notwendig. Maßnahmen für Risikomanagement durch den gezielten Einsatz der Vermarktungsoptionen sowie der Anlagentechnologien bieten dabei Potential für eine Reduktion des Vermarktungsrisikos und müssen einen Kernaspekt des Verfahrens darstellen.

1.2 Stand des Wissens

Für die Optimierung der Vermarktung dezentraler Anlagenverbände unter Berücksichtigung von Vermarktungsrisiken lassen sich Anknüpfungspunkte in drei bestehenden wissenschaftlichen Themenfeldern identifizieren:

1. In der **Vermarktungsoptimierung im Energiesektor** wird grundsätzlich die Fragestellung einer effizienten Marktteilnahme an den Strommärkten beantwortet. Der Fokus liegt hier auf dem Anwendungsfall eines konventionellen Kraftwerkportfolios.
2. Für die spezifischen Anforderungen einer Marktteilnahme dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen und der daraus resultierenden Unsicherheiten können im Forschungsfeld der **Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke** Ansätze gefunden werden.
3. Für die **Methodik der Planung unter Unsicherheiten** lassen sich darüber hinaus Ansätze in der stochastischen Optimierung finden.

Im Folgenden wird der Stand des Wissens daher anhand dieser Forschungsbereiche gegliedert.

1.2.1 Vermarktungsoptimierung im Energiesektor

Unabhängig vom Konzept des Aggregators ist die Optimierung der Vermarktung eines Kraftwerkportfolios an den Strommärkten seit der Liberalisierung des Strommarktes ein bedeutsames Forschungsfeld [Tei10].

Im Fokus steht das optimale „Unit Commitment“ des Kraftwerksparks für die Teilnahme am Day-Ahead Spotmarkt [Li05]. Zusätzlich kann der Regelleistungsmarkt als alternative Marktoption betrachtet werden [Goh15]. Die

Kraftwerkseinsatzplanung wird im Allgemeinen als Optimierungsproblem formuliert, wobei je nach Anwendungsfall eine Minimierung der Kosten oder eine Maximierung der Erlöse angestrebt wird. Die Optimierung erfolgt unter technischen sowie marktregulatorischen Restriktionen des Kraftwerksportfolios. Als technische Restriktionen werden alle Kraftwerkseigenschaften berücksichtigt, welche den Betrieb einschränken. Für thermische Kraftwerke ergeben sich diese beispielsweise aus Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten oder der maximalen Steigung von Leistungsrampen. Eigenschaften der Marktregulatorik, wie Mindestangebotsmengen und -angebotsdauern, bringen weitere Restriktionen der Optimierung mit sich [Rat13], [Car06], [Li05].

Die detaillierte Modellierung des Kraftwerksportfolios macht die Anwendung eines Bottom-Up Ansatzes notwendig. Die einzelnen Kraftwerke sowie deren technische Restriktionen werden separat modelliert. Die Zusammenführung der einzelnen Anlagenmodelle zum Kraftwerksportfolio erfolgt über Kopplungsnebenbedingungen [Li05]. Bei Unterstellung perfekter Voraussicht wird eine deterministische Kraftwerkseinsatzplanung unter Sicherheit durchgeführt. Für die Modellierung eignet sich die Formulierung in gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP). Dies erlaubt die Abbildung einer hohen Bandbreite technischer Restriktionen. Gleichzeitig weisen verfügbare Lösungsverfahren eine hohe Effizienz auf. Als Lösungsverfahren werden diverse exakte mathematische Optimierungsverfahren, wie der Branch-and-Cut-Algorithmus sowie Heuristiken oder Dekompositionsverfahren, eingesetzt [Goh15], [Car06], [Li05]. Im Gegensatz zu exakten mathematischen Optimierungsverfahren weisen Heuristiken keine Optimalitätsgarantie auf, können aber gegebenenfalls den Rechenaufwand deutlich reduzieren. Bei Dekompositionsverfahren wird das Gesamtproblem in getrennte Teilprobleme zerlegt, die einzeln mittels exakter mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden. Dekompositionsverfahren gewährleisten die Optimalität und sind insbesondere für große Optimierungsprobleme geeignet. Allerdings sind sie im Allgemeinen nur auf eine beschränkte Problemklasse anwendbar [Bir11].

Durch die Aufhebung der Annahme der perfekten Voraussicht kann die Kraftwerksplanung den in der Realität vorkommenden unsicheren Einflussfaktoren Rechnung tragen [Li07]. Verfahren, welche Unsicherheiten berücksichtigen, werden stochastische Einsatzplanungsverfahren genannt [Con10]. Die Relevanz der unsicheren Einflussfaktoren innerhalb der Planung hängt von der Zielsetzung und dem Anwendungsfall des Verfahrens ab.

Für konventionelle Kraftwerke liegen Unsicherheiten zum einen auf der Kostenseite in unsicheren Primärenergiekosten, zum anderen auf der Erlösseite in unsicheren Absatzpreisen sowie unsicheren Betriebsstunden⁶. Auf der Erlösseite wird insbesondere die Vermarktung unter, durch den liberalisierten Strommarkt bedingten, unsicheren Day-Ahead Spotmarktpreisen untersucht. Durch die Berücksichtigung von Unsicherheiten unterliegt die Zielgröße einer Volatilität und wird durch ihren Erwartungswert ersetzt. Gleichzeitig entsteht ein Bedarf nach einem Kriterium zur Quantifizierung des Risikos sowie nach einem Risikomanagement zur Risikominderung [Bir11], [Con10].

Die Quantifizierung des Risikos wird in der Literatur durch die Integration eines Risikomaßes erreicht. Dieses gibt die Volatilität der Zielgröße für den bestimmten Einsatzplan an [Tei10], [Eic08]. Wird das Risikomaß außerdem als weitere Größe in die Zielfunktion einbezogen, kann die Planung zu einer „Erwartungswert-Risiko“-Optimierung erweitert werden [Eic06]. Dies ermöglicht die Abbildung risikoaverser Entscheidungen. Die Gewichtung zwischen Erwartungswert und Risiko, d.h. das Ausmaß der Risikoaversion, wird durch die Parametrierung des Risikoaversionsfaktors eingestellt. Als Maßnahme für ein Risikomanagement wird in der Vermarktung konventioneller Kraftwerke der Einsatz von Termingeschäften verwendet [Tei10], [Con08]. Im Kontext hoher Fixkosten sowie langfristiger Lieferverträge für Primärenergie ermöglichen Termingeschäfte eine langfristige Absicherung von Preisunsicherheiten.

Erzeugungsunsicherheiten finden aufgrund der steuerbaren Erzeugung konventioneller Kraftwerksportfolios in diesem Forschungsfeld keine Beachtung. Der Intraday Markt, welcher insbesondere für den Ausgleich von Fahrplanabweichungen relevant ist, wird daher bei der Betrachtung konventioneller Kraftwerke vernachlässigt. Vereinzelt wird vor dem Hintergrund der zunehmenden Integration dargebotsabhängiger Erzeugung in konventionelle Kraftwerksportfolios auch die Berücksichtigung der Intraday Vermarktung diskutiert [Abb16].

Zusammenfassend legt das Forschungsfeld der Vermarktungsoptimierung im Energiesektor die Grundlage für die Einsatzplanung von Kraftwerksportfolios auf relevanten Marktplätzen wie dem Spot- und Regelleistungsmarkt. Es finden sich

⁶ Durch Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt variiert die Residuallast und damit die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung. Dadurch sinkende Betriebsstunden beeinflussen die Erlösseite konventioneller Kraftwerke

ebenfalls Ansätze für die Planung unter Unsicherheit, allerdings stehen Risiken durch Preisunsicherheiten im Vordergrund. Als Gegenmaßnahme wird die Nutzung von Termingeschäften untersucht. Es findet allerdings keine Berücksichtigung von Erzeugungsunsicherheiten statt. Ebenfalls werden kurzfristige Marktoptionen in Form des Intraday Marktes grundsätzlich vernachlässigt. Für eine Vermarktungsoptimierung erneuerbarer Energien sind diese bisherigen Ansätze daher nicht ausreichend.

1.2.2 Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke

Die Planung des Anlageneinsatzes stellt die Grundlage für die Vermarktungsentscheidung eines Aggregators dar. Als eine Ausgestaltungsform von Aggregatoren bietet das Konzept des Virtuellen Kraftwerks (VK) Ansätze für eine solche Einsatzplanung dezentraler Anlagenportfolios, welche auf den Planungsverfahren konventioneller Kraftwerksportfolios aufsetzen. Das Anlagenportfolio des Virtuellen Kraftwerks kann dabei dezentrale Erzeugungsanlagen, Speichertechnologien sowie steuerbare Lasten enthalten [Sow16], [Pol17], [Ste12], [Mas09], [Pud08].

- **Dezentrale Erzeugungsanlagen** lassen sich in steuerbare (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) sowie dargebotsabhängige Technologien (Photovoltaik und Windkraft) unterteilen.
- Bei den **Speichertechnologien** können sowohl stationäre (z. B. Batteriespeicher) als auch mobile Speicher (z. B. Elektromobilität inkl. Vehicle-to-Grid) als Bestandteil eines Virtuellen Kraftwerks dienen.
- Als **steuerbare Lasten** kommen Wärmestromanlagen, Elektromobilität (ohne Vehicle-to-Grid) sowie Power-to-X (insb. Power-to-Gas) Anlagen in Frage.

VK-Betreiber sind in der Direktvermarktung sowohl Erzeugungs- als auch Preisunsicherheiten ausgesetzt. Bestehende Ansätze zur Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke beschränken sich allerdings auf einzelne Unsicherheitsfaktoren. Diese sind abhängig von der Zielsetzung der Einsatzplanung, welche netzorientiert oder marktorientiert ausgestaltet sein kann.

Beim netzorientierten Einsatz steht die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Fokus. Dabei werden einerseits deterministische Planungsansätze verfolgt [Koo14]. Andererseits wird eine Planung unter Unsicherheit angestrebt [Sow16], [Pol17], [Stu12]. Begründet durch das Ziel der netzorientierten Einsatzplanung beschränken sich diese Arbeiten auf die Betrachtung der Erzeugungsunsicherheiten, wobei deren Einfluss auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen untersucht wird. Berücksichtigt wird auch das Angebot von Regelleistung, wobei die Regelleistungsmärkte als

deterministisch angenommen werden [Zam16]. Preisunsicherheiten auf den Strommärkten werden vernachlässigt und als deterministisch angenommen. Bei marktorientierten Untersuchungen [Sha17], [Taj14], [Pan13a], [Pan13b], [Ngu15] wird dagegen die Preisunsicherheit auf dem Day-Ahead Spotmarkt als zentrale Unsicherheit betrachtet. Eine kombinierte Betrachtung von Preis- und Erzeugungsunsicherheiten (vgl. [Sch17]) wird kaum untersucht. Darüber hinaus erfolgt in diesen Untersuchungen zwar eine Quantifizierung des Gesamtrisikos, allerdings keine systematische Analyse der Vermarktungsoptionen hinsichtlich deren Einfluss auf dieses Risiko.

In zahlreichen Forschungsarbeiten wird auch die Möglichkeit des Risikomanagements zur Reduktion der Unsicherheiten in der Planung diskutiert. Insgesamt lassen sich drei Ansätze identifizieren:

- **Regionale Diversifikation**

Es wird festgestellt, dass die regionale Diversifikation der dezentralen Erzeugungsanlagen signifikanten Einfluss auf die Prognoseunsicherheit des Gesamtportfolios hat. Grund dafür ist die mit zunehmender Distanz abnehmende Korrelation zwischen den Prognosefehlern. Durch den teilweisen Ausgleich der Prognosefehler der einzelnen Anlagen untereinander wird die Unsicherheit des Gesamtportfolios reduziert [Bar11] [Lor08]. Die Berücksichtigung dieses Effekts in der Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke findet allerdings nicht statt.

- **Einsatz von Flexibilitäten**

Daneben werden zur Verringerung der Prognoseunsicherheiten Flexibilitäten wie Speicher und steuerbare Lasten zusammen mit DEA in Portfolios gebündelt [Pan13a], [Gar08]. Mithilfe der Speicherkapazitäten können Prognosefehler der DEA kurzfristig durch Zwischenspeicherung oder Lastverschiebung ausgeglichen werden, um resultierende Fahrplanabweichungen zu verhindern [Sow16].

- **Nutzung zusätzlicher Vermarktungsoptionen**

Neben dem Day-Ahead Spotmarkt stehen Betreibern Virtueller Kraftwerke der Intraday- sowie der Terminmarkt zu Verfügung, welche zur Absicherung gegen Unsicherheiten eingesetzt werden können. Dabei wird das Potential eines untertägigen „Anpassungsmarktes“ zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen untersucht [Mor10a]. Dieser Anpassungsmarkt bildet die grundsätzliche Funktion eines Intraday Marktes ab. Der Terminmarkt wird dagegen im Kontext Virtueller Kraftwerke bisher vernachlässigt. Mit den Wind-Power Futures existieren allerdings Terminprodukte, welche speziell zur Absicherung gegen Unsicherheiten erneuerbarer Energien konzipiert sind. Diesen Produkten wird ein hohes Potential zur Absicherung in der Vermarktung

dargebotsabhängiger Erzeugung beigemessen [BMWi15]. Quantitative Analysen bestehen dazu jedoch bisher nicht.

Die beschriebenen Risikomanagement-Ansätze werden bisher vor allem einzeln analysiert. Es fehlt eine kombinierte Betrachtung der Risikomanagement-Ansätze mit einer expliziten Berücksichtigung des Vermarktungsrisikos. Dadurch kann ihr Einfluss nur qualitativ bewertet werden. Auch wird keine systematische Variation der Portfolios hinsichtlich der beiden Parameter Regionale Diversifikation sowie Flexibilität durchgeführt. Eine Aussage über die effiziente Ausgestaltung dieser Parameter innerhalb eines Portfolios kann nicht getroffen werden. Bewertende Analysen zum Potential der neuen Termingeschäfte fehlen bisher vollständig. Eine abschließende Bewertung der Ansätze hinsichtlich der Effizienz als Risikomanagementmaßnahmen für die konkrete Anwendung in der Direktvermarktung dargebotsabhängiger Anlagen ist daher nicht möglich.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass Verfahren für die Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke existieren, welche auch Unsicherheiten berücksichtigen. Diese Ansätze lassen sich grundsätzlich auf Aggregatoren dezentraler Erzeugungsanlagen übertragen. Je nach Ziel der Einsatzplanung werden entweder Erzeugungs- oder Preisunsicherheiten betrachtet. Eine umfassende Abbildung der für die Vermarktung relevanten Unsicherheitsfaktoren erfolgt dagegen kaum. Zudem fokussieren sich die Vermarktungsoptionen auf den Day-Ahead Spotmarkt und die Regelleistungsmärkte. Es wird keine umfassende Abbildung sonstiger Vermarktungsoptionen durchgeführt. Der Intraday Markt wird bisher erst vereinzelt untersucht, der Terminmarkt vollständig vernachlässigt. Es besteht daher Bedarf an Verfahren, welche die Vermarktung unter Berücksichtigung aller relevanten Märkte (Terminmarkt, Day-Ahead Markt, Intraday Markt, Regelleistungsmärkte) optimieren und dabei Maßnahmen zur Reduktion der Risiken einbinden (Einsatz von Flexibilitäten, regionale Diversifikation). Zur Bewertung des Risikomanagements müssen sowohl Erzeugungs- als auch Preisunsicherheiten umfassend abgebildet werden.

1.2.3 Methodik der Planung unter Unsicherheit

Für die Planung unter Unsicherheit lassen sich verschiedene Verfahrensansätze in der Literatur identifizieren. Diese gliedern sich grundsätzlich in Sensitivitätsanalysen, Monte-Carlo Simulationen sowie die stochastische Programmierung [Hun06].

Die Wahl eines geeigneten Verfahrens hängt von der konkreten Zielsetzung ab. Mögliche Ziele bestehen in der Bestimmung einer eindeutigen optimalen Handlungsweise, einer Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zielgröße oder einer generellen Handlungsempfehlung [Mil12].

Sensitivitätsanalysen

In Sensitivitätsanalysen werden die unsicheren Einflussfaktoren innerhalb einer Bandbreite variiert. Der Einfluss der Variation auf das Ergebnis wird mithilfe einer wiederholten Ausführung einer deterministischen Planung bestimmt [Mil12], [Sal08]. Dadurch lässt sich die Sensitivität des Ergebnisses bzgl. einzelner unsicherer Faktoren ermitteln. Außerdem kann eine Wahrscheinlichkeitsverteilung des Ergebnisses abgeleitet werden.

Monte-Carlo Simulation

Die Monte-Carlo Simulation basiert auf der Erzeugung einer Vielzahl von Szenarien, welche durch Ziehung aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen der unsicheren Einflussfaktoren generiert werden. Die Bestimmung des Ergebnisses erfolgt wiederum in deterministischer Form für alle generierten Szenarien [Mül12], [Lam08]. Die Monte-Carlo Simulation erlaubt wie die Sensitivitätsanalyse eine Aussage über die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Planungsergebnisses

Stochastische Programmierung

Sowohl die Sensitivitätsanalyse als auch die Monte-Carlo Simulation ermöglichen aufgrund der einzelnen Betrachtung der Szenarien keine Bestimmung einer eindeutigen optimalen Handlungsweise. Diesem Problem begegnet die stochastische Programmierung, welche in einer Vielzahl von Arbeiten für die stochastische Planung in der Energiewirtschaft genutzt wird [Sow16], [Pol17], [Taj14], [Pan13b], [Con10], [Eic08].

Wesentlich für die Nutzung der Stochastischen Programmierung ist die Modellierung der Unsicherheit. Im Anwendungsfall der Vermarktungsoptimierung von Aggregatoren bezieht sich diese auf Prognosen der Marktpreise und der Erzeugung. Methodisch eignen sich für die Prognose sowie die Modellierung der Unsicherheiten fundamentale Modelle, künstliche neuronale Netze, Markov-Modelle sowie statistische Verfahren auf Grundlage von Autoregressions- (AR) und Moving Average- (MA) Prozessen [Wer14], [Che10], [Mat05]. Mithilfe solcher Verfahren wird eine große Anzahl von Preis- und Erzeugungszeitreihen erstellt. Die einzelnen Prognosen werden anschließend zu Szenarien kombiniert [Koc11], [Hei09a]. Da die Komplexität der stochastischen Programmierung mit der Anzahl an Szenarien zunimmt, kommen Verfahren zur Szenarioreduktion zum Einsatz. Diese fassen die Szenarien zu einer (geringeren) Anzahl repräsentativer Szenarien zusammen [Mor09], [Hei03]. Bei der Szenariogenerierung muss eine eventuell vorhandene stochastische Abhängigkeit zwischen den einzelnen Unsicherheitsfaktoren berücksichtigt

werden. Nur so können die Wahrscheinlichkeiten der einzelnen Szenarien korrekt bestimmt werden [Mor10b], [Lor08].

Für die Nutzung der Stochastischen Programmierung in der Einsatzplanung existieren methodische Verfahrenserweiterungen. Diese beziehen sich auf die Quantifizierung des Vermarktungsrisikos sowie die Betrachtung mehrstufiger Entscheidungsprozesse.

Die Maximierung des Erwartungswerts unterstellt implizit einen risikoneutralen Entscheider. Zur Abbildung eines risikoaversen Akteurs, der neben dem erwarteten Profit auch das Risikomanagement als Zielgröße der Einsatzplanung berücksichtigt, werden Risikomaße integriert [Taj14], [Eic09], [Doe06]. Diese geben die Streuung des Erwartungswerts je nach realisiertem Szenario an.

Für mehrstufige Entscheidungsprozesse unter Unsicherheit, wie sie in der Vermarktungsplanung mit mehreren Planungshorizonten auftreten, lässt sich die stochastische Programmierung von einem zweistufigen Verfahren auf ein multi-stage Verfahren erweitern. Dadurch lässt sich die Veränderung des Informationsstandes innerhalb des Entscheidungsprozesses explizit abbilden [Abb16], [Eic08].

Ziel einer Vermarktungsplanung Virtueller Kraftwerke ist die Bestimmung eines Marktfahrplans, woraus die Angebote auf den verfügbaren Märkten abgeleitet werden. Dies erfordert die Bestimmung einer eindeutigen optimalen Handlungsweise. Von den beschriebenen Ansätzen ermöglicht dies nur die Stochastische Programmierung. Darüber hinaus existieren Verfahrenserweiterungen, die eine explizite Bewertung des Vermarktungsrisikos ermöglichen sowie mehrstufige Entscheidungsprozesse abbilden können. Dadurch kann die zeitliche Abfolge der Vermarktungsoptionen vom langfristigen Termin- bis zum kurzfristigen Intraday Handel dargestellt werden. Für den hier betrachteten Anwendungsfall stellt die Stochastische Programmierung daher eine geeignete methodische Grundlage dar.

1.2.4 Fazit und weiterer Forschungsbedarf

Aus den Bereichen der konventionellen Vermarktungsoptimierung im Energiesektor sowie der Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke lassen sich Verfahrensansätze für die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit ableiten. Im Bereich der stochastischen Planung finden sich außerdem methodische Ansätze zur Formulierung des Optimierungsproblems sowie zur Modellierung der Unsicherheiten in der Direktvermarktung. Darauf aufbauend kann für die Umsetzung der Vermarktungsoptimierung an verschiedenen Stellen weiterer Forschungsbedarf identifiziert werden (vgl. Abbildung 1-3).

Eine umfassende Berücksichtigung der relevanten Unsicherheiten in der Direktvermarktung wurde bisher nicht vorgenommen. Die existierenden Verfahren konzentrieren sich größtenteils auf die Abbildung einzelner Unsicherheiten, also entweder Preis- oder Erzeugungsunsicherheiten. Darüber hinaus werden die Unsicherheiten zwar in der Optimierung berücksichtigt, ein aktives Risikomanagement in Form der systematischen Bewertung von Maßnahmen zur Risikominimierung wird hingegen nicht durchgeführt. Vielmehr beschränken sich die Ansätze auf die Identifizierung und die qualitative Analyse einzelner Maßnahmen.

	Einsatzplanung unter Unsicherheit				Abbildung von Vermarktungsoptionen					Multi-stage
	Preis-unsicherheit	Erzeugungs-unsicherheit	Mittelwert-Risiko Betrachtung	Aktives Risikomngt.	Terminmarkt	Day-Ahead Spotmarkt	Intraday Spotmarkt	Regel-leistung	Mehrstufiger Entsch.-prozess	
Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke	[Sha17]	+	+	+	-	+	-	+	-	
	[Ngu14], [Taj14], [Pan13a/b]	+	+	-	-	+	-	+	-	
	[Zam16], [Stu12], [Gar08]	+	+	+	-	+	+	-	+	
	[Mor10a]	-	+	-	+	-	+	+	+	
	[Sow17], [Pol17]	-	+	-	+	-	+	+	+	
	[Koo14], [Sch13]	-	+	-	-	-	+	+	-	
Vermarktungs-optimierung	[Tei10], [Con08], [Eic08]	+	-	-	+	+	-	-	-	
	[Con10], [Eic06]	+	-	+	+	+	-	-	-	
	[Abb16]	-	+	-	-	+	+	-	+	
	[Goh15], [Li07], [Car06], [Li05]	+	-	-	+	+	-	+	-	

+ wird berücksichtigt
 + wird teilweise berücksichtigt
 - wird nicht berücksichtigt

Abbildung 1-3: Übersicht zum Stand des Wissens

Die in der Praxis zur Verfügung stehenden Vermarktungsoptionen sowie der daraus resultierende Vermarktungsprozess werden in der Literatur nur partiell abgebildet. Eine Bewertung des Vermarktungsrisikos macht allerdings die umfassende Berücksichtigung der Vermarktungsoptionen sowie die Verbesserung des Informationsstands im Laufe des Vermarktungsprozesses erforderlich. Nur dadurch können die Zahlungskonsequenzen, welche aus dem Eingehen von Vermarktungsrisiken auf den Strommärkten resultieren, korrekt quantifiziert werden. Insbesondere können der Terminmarkt sowie der Intraday Markt aktiv zur Reduktion des Risikos eingesetzt werden. Existierende Arbeiten in der Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke beschränken sich dagegen zumeist auf den Day-Ahead Spotmarkt.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bisher noch kein Verfahren existiert, welches eine detaillierte Vermarktungsoptimierung eines Aggregators erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung sämtlicher relevanter Unsicherheiten und Vermarktungsoptionen ermöglicht. Dies bezieht sich insbesondere auf die explizite Quantifizierung des Risikos innerhalb der Optimierung. Es fehlt folglich eine Möglichkeit, Risikomanagement in der Vermarktung zu bewerten und daraus weitere Maßnahmen zur Steigerung der Vermarktungseffizienz abzuleiten.

1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise

Das Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Vermarktungsoptimierung von Aggregatoren unter Unsicherheit, welches eine Bewertung von Risikomanagement in der Direktvermarktung ermöglicht. Die Vermarktungsoptionen umfassen dabei den Terminmarkt, den Day-Ahead und Intraday Spotmarkt sowie die Regelleistungsmärkte. Zur Erreichung der Zielsetzung wird die in Abbildung 1-4 dargestellte Vorgehensweise verfolgt.

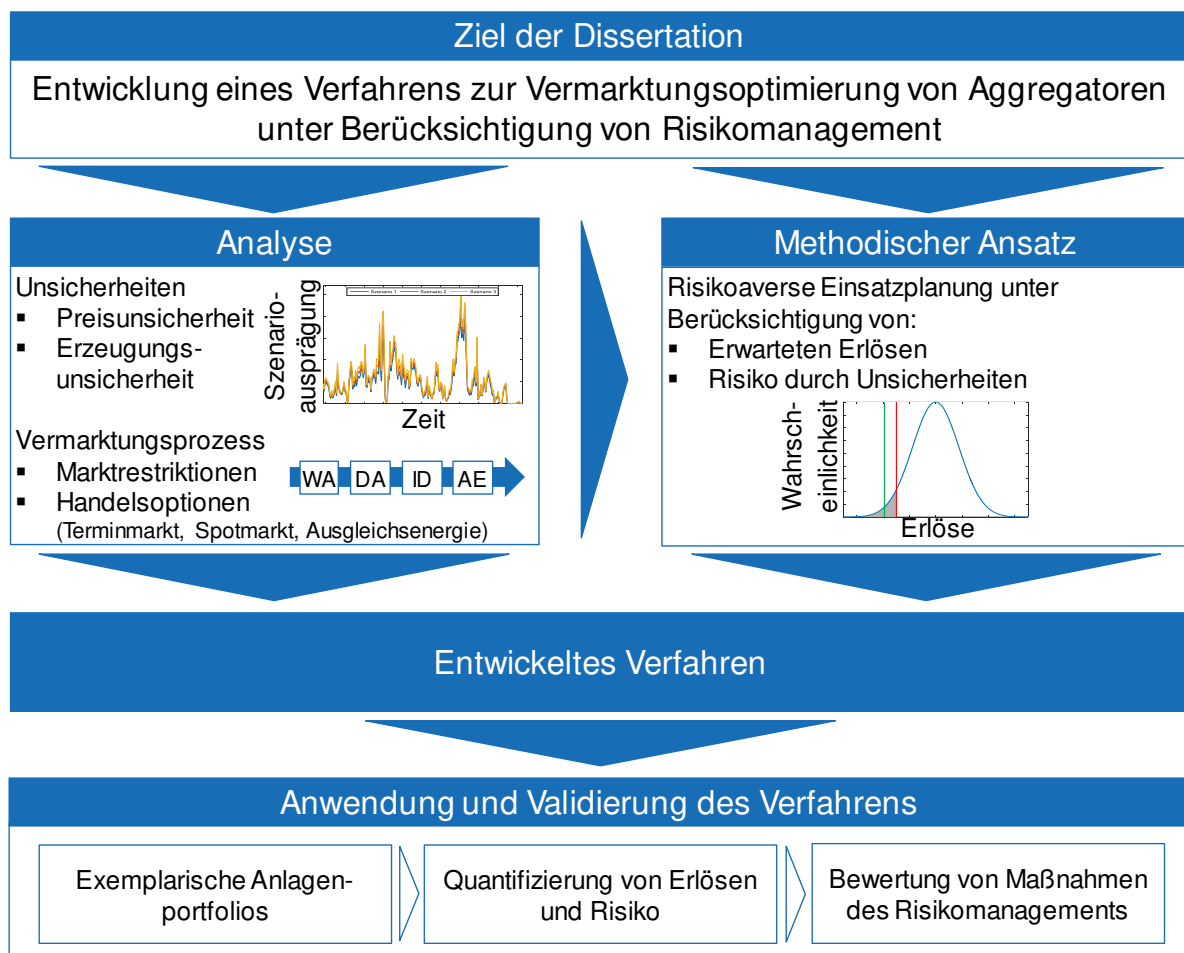


Abbildung 1-4: Vorgehensweise der Dissertation

Ausgehend vom abgeleiteten Forschungsbedarf erfordert dies die Berücksichtigung folgender Verfahrensaspekte:

1. Vollständige Abbildung der Vermarktungsoptionen sowie des Vermarktungsprozesses.
2. Umfassende Berücksichtigung der Vermarktungsrisiken bezüglich der unsicheren Einflussfaktoren Marktpreise und Erzeugungsprognosen.
3. Bewertung des Vermarktungsrisikos innerhalb der Optimierung sowie der Abbildung risikoaverser Entscheidungen mittels eines Risikomaßes als zusätzliche Zielgröße neben dem erwarteten Deckungsbeitrag.
4. Analyse des Nutzens von aktivem Risikomanagement in Form von Maßnahmen zur Reduktion des betrieblichen Risikos der Direktvermarktung. Aus dem Stand des Wissens können folgende Maßnahmen abgeleitet werden: Regionale Diversifikation des Anlagenportfolios, Nutzung von Flexibilitäten, Einsatz von Intraday- und Termingeschäften.

Zunächst werden die relevanten Vermarktungsoptionen für Aggregatoren abgeleitet und die grundsätzlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Märkte analysiert. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse des Informationsstands zum Zeitpunkt des Handels und auf den sich daraus ergebenden Schlussfolgerungen für die Vermarktungsrisiken. Ziel ist die realitätsnahe Abbildung der verschiedenen Unsicherheiten in den Szenarien der stochastischen Programmierung. Dazu werden sowohl das Ausmaß typischer Prognosefehler als auch der Zusammenhang der Prognosefehler untereinander betrachtet. Auf Basis dieser beiden Analyseschritte werden die Verfahrensanforderungen für die Modellierung der Unsicherheiten sowie für die Einsatzplanung spezifiziert.

Die Verfahrensanforderungen bilden die Grundlage für die methodische Umsetzung, welche auf dem im Stand des Wissens abgeleiteten Ansatz der Stochastischen Programmierung basiert. Darauf aufbauend wird das entwickelte Verfahren unter Berücksichtigung der inhaltlichen und methodischen Anforderungen erläutert.

Anschließend erfolgt die Validierung des entwickelten Verfahrens für die Aufgabe der Vermarktungsoptimierung anhand exemplarischer Anlagenportfolios. Es wird der realistische Informationsstand des Entscheiders in Form von Erzeugungs- und Preisprognosen nachgebildet, wodurch die Anwendung des Verfahrens in der Praxis simuliert werden kann. Die Auswirkungen der verschiedenen Markt- und Flexibilitätsoptionen auf das Vermarktungsrisiko können quantifiziert und darauf aufbauend die Maßnahmen des aktiven Risikomanagements bewertet werden.

2 Analyse

Die Analyse der Problemstellung gliedert sich in drei Abschnitte. Zunächst wird der Vermarktungsprozess hergeleitet. Dieser umfasst die zeitliche Abfolge sowie die Interdependenzen der Vermarktungsoptionen in der Planung. Der Vermarktungsprozess bildet die Grundlage für die Analyse und Quantifizierung der Vermarktungsrisiken, welche sich aus den unterschiedlichen Informationsständen während der Planung ergeben. Aus der Analyse werden die Anforderungen für die Modellierung der Unsicherheiten abgeleitet. Als Möglichkeit zur Minderung der Vermarktungsrisiken werden anschließend die Maßnahmen für ein Risikomanagement erläutert.

2.1 Vermarktungsprozess in der Direktvermarktung

Die Herleitung des Vermarktungsprozesses erfordert die Analyse der verfügbaren Marktoptionen in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 1.1). Dazu sind zunächst die grundsätzlichen Vermarktungsmodelle erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Direktvermarktung zu untersuchen. Aus den Marktspezifikationen ergeben sich darüber hinaus die Verfügbarkeit der handelbaren Produkte sowie deren Restriktionen (z. B. Mindestvolumina) in der Direktvermarktung. Gleichzeitig beeinflussen die Rahmenbedingungen der Märkte den Informationsstand zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe (z. B. Handelsfrist, Marktmechanismus). Daraus lassen sich die Ursachen sowie das Ausmaß der Unsicherheiten in den einzelnen Vermarktungsstufen herausarbeiten. Die Relevanz der einzelnen Vermarktungsoptionen innerhalb des Vermarktungsprozesses hängt daher sowohl von den Marktspezifikationen als auch dem Informationsstand ab. Der Vermarktungsprozess wird somit aufbauend auf deren Analyse abgeleitet.

2.1.1 Vermarktungsmodelle Erneuerbarer Energien

Aufgrund der Forderung nach einer stärkeren Marktintegration existieren in verschiedenen europäischen Ländern subventionierte Prämien für Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbständig an den Strommärkten handeln. In Deutschland und Frankreich ist diese Subvention in Form des Marktprämienmodells ausgestaltet.

Anlagenbetreiber können dabei für subventionsberechtigte Anlagen⁷ eines der folgenden drei Vergütungsmodelle wählen, bzw. monatlich zwischen ihnen wechseln:

- Fixe Einspeisevergütung (nur Anlagen < 100 kW inst. Leistung)
- Direktvermarktung nach Marktprämienmodell
- Sonstige Direktvermarktung ohne Marktprämie

Die fixe Einspeisevergütung stellt aufgrund der sinkenden Fördersätze sowie der zunehmend restriktiveren Leistungsgrenzen kein zukunftsfähiges Vergütungsmodell für einen Großteil der Anlagenbetreiber dar. Durch das Marktprämienmodell möchte der Gesetzgeber daher den Übergang von der subventionsbasierten fixen Einspeisevergütung zur sonstigen Direktvermarktung, vollständig ohne Subvention, fördern.

Im Marktprämienmodell vermarktet der Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter die Energie an den Strommärkten und erhält dafür den Marktpreis. Außerdem wird die gehandelte Energie mit der Marktprämie subventioniert. Die Marktprämie errechnet sich aus der Differenz des anzulegenden Wertes zum Referenzmarktwert. Der anzulegende Wert der Anlage resultiert, je nach Anlagenleistung, aus dem Ergebnis des EEG-Ausschreibungsverfahrens oder der fixen Einspeisevergütung. Der Referenzmarktwert wird monatlich auf Basis des durchschnittlichen Marktpreises berechnet (vgl. Gleichung (2-1)) [EEG17].

$$\text{Marktprämie} = EEG_{\text{Vergütungssatz}} - \text{Referenzmarktwert} \quad (2-1)$$

Insgesamt kann so ein Erlös oberhalb der EEG-Einspeisevergütung erzielt werden, wenn die Vermarktung an den Strommärkten einen Marktpreis oberhalb des Referenzmarktwerts erzielt (vgl. Abbildung 2-1). Gleichzeitig übernimmt der Direktvermarkter das Vermarktungsrisiko sowie die Pflicht zur Gewährleistung eines ausgeglichenen Bilanzkreises.

Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind nicht zwangsweise die gleiche (juristische) Person. Stattdessen beauftragen insbesondere Betreiber kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen einen Direktvermarkter, z. B. einen Aggregator, mit der Vermarktung der Anlagen. Die genaue Aufteilung der Vermarktungserlöse auf die beiden Akteure ist von der einzelnen Vertragsausgestaltung abhängig.

⁷ Die Berechtigung richtet sich nach Anlagentechnologie, Leistungsklasse sowie Jahr der Inbetriebnahme EEG 2017 §19 - §21 und §40 - §49

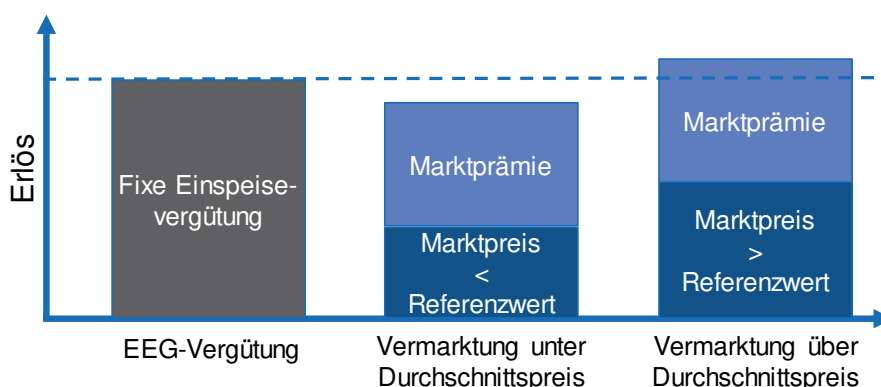


Abbildung 2-1: Erlöskonsequenzen bei Direktvermarktung nach Marktprämienmodell [Töp17]

Auf Basis der heute agierenden Aggregatoren lässt sich folgendes feststellen [Sta19], [Tri19], [EnBW19]:

- Für Anlagen, die alternativ zum Erhalt der fixen Einspeisevergütung berechtigt sind, wird dem Anlagenbetreiber mindestens ein Erlös in Höhe der fixen Einspeisevergütung vom Direktvermarkter garantiert. Ansonsten würde kein Anreiz für einen Wechsel in die Direktvermarktung bestehen.
- Analog muss für Anlagen, die nicht zum Erhalt einer Marktprämie berechtigt sind, mindestens der Referenzmarktwert erreicht werden.

Alle Erlöse oberhalb der Mindestzahlungen werden vertragsspezifisch zwischen Direktvermarkter und Anlageneigentümer aufgeteilt. In Folge der fixen Mindestzahlung an den Anlagenbetreiber übernimmt der Direktvermarkter den Großteil der Vermarktungserlöse. Eine effiziente Vermarktung auf den Strommärkten sowie der Einsatz von Risikomanagement ist daher insbesondere für Aggregatoren relevant.

2.1.2 Marktspezifikationen

Grundsätzlich lassen sich für den Stromgroßhandel zwei Handelsformen unterscheiden [Bor06]:

Beim **Over-the-Counter** (OTC) Handel schließen zwei Handelspartner bilateral einen individuellen Vertrag über eine Stromlieferung ab.

Auf der anderen Seite werden beim **börslichen Handel** standardisierte Produkte gehandelt. Die Börse dient dabei beidseitig als Handelspartner. Dies bedeutet, im Unterschied zum OTC-Handel, den Wegfall des Kontrahentenrisikos durch Zahlungsausfall eines Handelspartners. Auf den Strombörsen wird je nach Handelsfrist zwischen Terminmarkt und Spotmarkt unterschieden (vgl. Abbildung 2-2). Vorteil des OTC-Handels ist eine hohe Flexibilität bei der Gestaltung des Handelskontraktes sowie des Preises. Nachteile ergeben sich in

Form des Kontrahentenrisikos, intransparenter Preise sowie vergleichsweise hoher Transaktionskosten gegenüber dem Börsenhandel [Wie10].

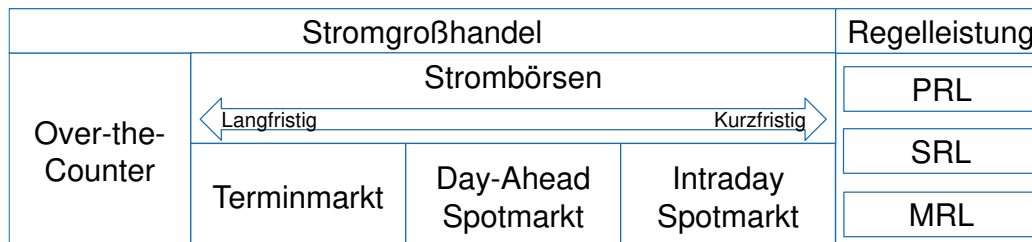


Abbildung 2-2: Darstellung des Strommarktsystems aufbauend auf [Bor06]⁸

Aufgrund der beschriebenen Vor- und Nachteile werden OTC-Geschäfte insbesondere für langfristige Lieferverträge zwischen konventionellen Kraftwerksbetreibern und Abnehmern genutzt [Roo15]. Die Vermarktung dargebotsabhängiger Erzeugung erfordert einen Handel mit kurzem Zeithorizont, um eine ausreichende Prognosegenauigkeit zu ermöglichen. Darüber hinaus stellt der Spotmarkt aufgrund seiner Preistransparenz einen guten Indikator für den OTC-Handel dar [Gra14], [Gen10]. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich daher auf den börslichen Handel.

Neben dem Stromgroßhandel existieren die Regelleistungsmärkte. Auf ihnen findet der Handel von Regelreserve zur Leistungs-Frequenz-Regelung und zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) statt. Die Regelleistungsmärkte sind seit einigen Jahren auch für dezentrale Anlagenverbände sowie erneuerbare Energien geöffnet und weisen daher eine zunehmende Relevanz für Aggregatoren dezentraler Anlagen auf.

Spotmarkt

Der Spotmarkt bietet die Möglichkeit, kurzfristige Stromlieferungen zu handeln. Es wird eine physische Erfüllung der gehandelten Leistung über einen festen Zeitraum vereinbart. Üblicherweise wird auf dem Spotmarkt zwischen dem vortägigen Handel (Day-Ahead) und dem untertägigen Handel (Intraday) unterschieden. In Europa sind verschiedene Börsen für den Spothandel etabliert, welche unterschiedliche Marktgebiete umfassen. Die Rahmenbedingungen der

⁸ Auf den Regelleistungsmärkten werden Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) unterschieden

Märkte werden exemplarisch am Beispiel der EPEX⁹ dargestellt. Generell lässt sich die Analyse allerdings auf verschiedene europäische Marktgebiete übertragen.

Day-Ahead und Intraday Spotmarkt unterscheiden sich hauptsächlich durch die jeweilige Handelsfrist. Diese endet auf dem Day-Ahead Markt um 12:00 Uhr am Vortag der Lieferung. Auf dem Intraday Markt ist ein untertägiger Handel mit Handelsfristen zwischen 30-60 Minuten vor Lieferung möglich [EPE17a]. Des Weiteren unterscheiden sich die Märkte hinsichtlich des Marktmechanismus. Auf dem Day-Ahead Markt werden geschlossene Auktionen mit Einheitspreisverfahren durchgeführt. Die Gebote aller Handelsteilnehmer bis zum Ende der Handelsfrist werden gesammelt. Der Preis ergibt sich aus der sogenannten Merit-Order als Einheitspreis aus dem Schnittpunkt von aggregiertem Angebot und aggregierter Nachfrage [Gra14], [Wie10]. Die Preisfindung ist schematisch in Abbildung 2-3 dargestellt. Aufgrund der geschlossenen Auktion sind die Angebote der anderen Marktteilnehmer zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe nicht bekannt.

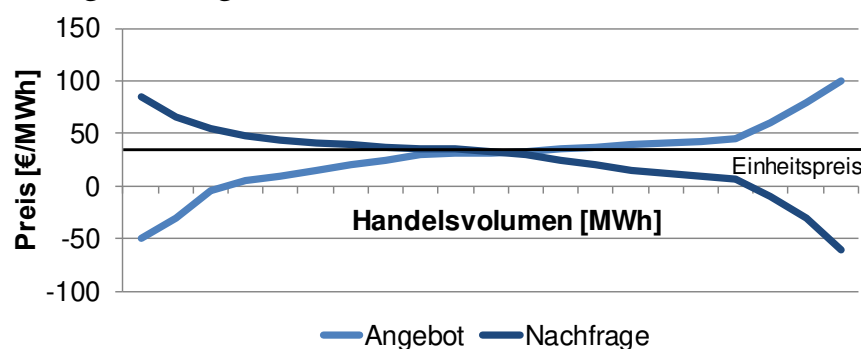


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Merit-Order im Day-Ahead Markt und des sich daraus ergebenden Einheitspreises

Im kontinuierlichen Intraday Markt werden übereinstimmende Gebote dagegen direkt ausgeführt. Der Preis ergibt sich gemäß Gebotspreisverfahren für jede ausgeführte Transaktion, wobei alle Transaktionen im Orderbuch offengelegt werden. Daneben ist auch ein auktionbasierter Intraday Markt analog zum Day-Ahead Marktmechanismus verfügbar. Im deutsch/österreichischen Marktgebiet endet die Handelsfrist für den auktionbasierten Intraday Markt allerdings bereits um 15 Uhr des Vortags. Auf dem Day-Ahead Spotmarkt werden

⁹ Der European Power Exchange (EPEX) Spotmarkt, welcher zur European Energy Exchange (EEX) gehört, umfasst mit Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz das größte Marktgebiet.

Stromlieferungen für stündliche Perioden gehandelt. Im Intraday Handel sind zusätzlich Lieferperioden von 30 sowie 15 Minuten verfügbar. Die Spotmarktprodukte zeichnen sich insgesamt durch eine hohe Flexibilität in Form geringer Restriktionen bei Mengen- und Preisangeboten aus. Die Marktspezifikationen sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

Tabelle 2-1: Zusammenfassung der Handelsspezifikationen des Day-Ahead und des kontinuierlichen Intraday Handels auf dem EPEX Spotmarkt [EPE17a], [EPE17b]

Markteigenschaft	Einheit	Day-Ahead	Intraday
Marktmechanismus	-	Auktion	Auktion/ Kontinuierlich
Min. Preisänderung	[€/MWh]	0,1	0,1
Min. Handelsvolumen	[MW]	0,1	0,1
Min. Lieferzeitraum	[h]	1	0,25
Min. Preis	[€/MWh]	-500	-3000
Max. Preis	[€/MWh]	3000	9999
Ende der Handelsfrist	[h]	12 Uhr Vortag	15 Uhr Vortag/ 0,5h
Handelsgebühr	[€/MWh]	0,04	0,07

Terminmarkt

Auf dem Terminmarkt werden langfristige Handelsverträge geschlossen. Daher sind Lieferperioden von Tagen bis hin zu Jahren verfügbar [Eyd03]. Der Preis wird gemäß dem Gebotspreisverfahren bestimmt, der Handel erfolgt analog zum kontinuierlichen Intraday Spotmarkt. Anders als auf dem Spotmarkt werden Termingeschäfte allerdings zum Großteil nicht physisch, sondern rein finanziell erfüllt. Bei der finanziellen Erfüllung wird die Preisdifferenz zwischen dem vereinbarten Terminpreis und dem in der Fälligkeitsperiode durchschnittlich erzielten Preis eines Basiswerts finanziell ausgeglichen. Terminprodukte beziehen sich dabei auf einen physischen Basiswert. Auf den Strombörsen ist dies im Allgemeinen das zugrundeliegende Spotmarktprodukt. Die physische Liefervereinbarung wird zum Zeitpunkt der Fälligkeit unabhängig von den eingegangenen Termingeschäften auf dem Spotmarkt gehandelt. Die Gewinn- und Verlustkonsequenzen auf dem Terminmarkt hängen daher von der Entwicklung des Spotmarktpreises in Relation zum gehandelten Terminpreis ab.

Power Futures und Power Optionen

Bei Termingeschäften wird zwischen unbedingten und bedingten Geschäften unterschieden. Unbedingte Termingeschäfte werden Futures genannt, bedingte Termingeschäfte heißen Optionen. Futures sind von beiden Vertragspartnern zum Zeitpunkt der Fälligkeit unbedingt, also auch im Fall einer nachteiligen Entwicklung des Spotmarktpreises, zu erfüllen. Die (bedingten) Optionen räumen dem Käufer dagegen die Entscheidung über den Handel eines Termingeschäfts zum vereinbarten Ausübungspreis ein. Optionen begrenzen damit das

Verlustrisiko des Käufers, da er im Fall nachteiliger Preisentwicklungen die Option verfallen lassen kann¹⁰.

Durch gezielten Einsatz der Termingeschäfte können durch Unsicherheiten entgangene Erlöse auf dem Spotmarkt ausgeglichen werden. Dieses Risikomanagement wird Hedging genannt. Voraussetzung für Hedging ist die Existenz eines physischen Grundgeschäfts (z.B. Handel von Energie am Spotmarkt)¹¹. Sind die Termingeschäfte nicht durch ein Grundgeschäft gedeckt, können sich die finanziellen Konsequenzen am Spot- und Terminmarkt nicht ausgleichen. Eine Veränderung des Terminpreises zwischen Handels- und Lieferzeitpunkt kann zu unbegrenzten Gewinnen oder Verlusten führen. Ein nicht-gedecktes Termingeschäft wird daher auch Spekulation genannt.

Traditionell werden Terminkontrakte zur Absicherung des Absatzpreises konventioneller Kraftwerke eingesetzt. Der langfristige Handel sichert stabile Preise und Planungssicherheit im Kontext hoher Investitionskosten und langer Lieferverträge für Primärenergie. Für Aggregatoren dezentraler Anlagen unterscheiden sich die Anforderungen des Risikomanagements von denen konventioneller Kraftwerke. Unsicherheiten dargebotsabhängiger, dezentraler Anlagen sind nicht durch langfristige Lieferverpflichtungen verursacht. Vielmehr liegen Risiken in den kurzfristigen Volatilitäten des Preises und der Erzeugung im Day-Ahead Handel.

Wind-Power Futures

Die EEX bietet mit den Wind-Power Futures neue Termingeschäfte an, welche speziell für das Hedging erneuerbarer Energien konzipiert sind¹².

Die Wind-Power Futures sind zur Absicherung von Volumenunsicherheiten aus Windkraftanlagen konzipiert. Der Hauptunterschied dieses Derivats zu klassischen Termingeschäften (Strom Futures) ist der zugrundeliegende Basiswert. Derivate beziehen sich auf einen synthetischen (nur zu diesem Zweck kreierten) Index, welcher aus Prognosen (in diesem Fall der marktweiten

¹⁰ Der Verkäufer der Option hat wie bei Futures eine unbedingte Erfüllungspflicht, erhält jedoch vom Käufer eine Prämie für die Risikoübernahme. Für einen Kraftwerksbetreiber ist daher nur der Kauf von Optionen relevant. Den Verkauf von Optionen übernehmen üblicherweise Finanzmarktakteure, wie Banken und Versicherungen.

¹¹ Für die detaillierte Erläuterung des Hedgings am Terminmarkt siehe Kapitel 2.3.1

¹² Bzgl. der Funktionalität von Wind-Power Futures für das Hedging in der Vermarktung erneuerbarer Energien siehe Kapitel 2.3.1.

Windkrafteinspeisung) abgeleitet wird. Aus diesem Grund können Derivate ausschließlich finanziell erfüllt werden [Tög07].

Im Fall der Wind-Power Futures wird der Wind-Power Index (WPI) als Basiswert herangezogen. Dieser repräsentiert die erwartete mittlere Auslastung der Windkraftanlagen (in %) im Marktgebiet während der Lieferperiode. Der Terminpreis des Derivats berechnet sich aus dem Indexwert zum Handelszeitpunkt, wobei eine produktspezifische Quotierung q von Indexwert zu Preis vorgenommen wird. Zum Lieferzeitpunkt wird der tatsächliche mittlere Indexwert bestimmt ($I_{t=1}^{Act}$) und dem Index zum Zeitpunkt des Terminhandels ($I_{t=0}^{FC}$) gegenübergestellt. Im Falle einer Abweichung wird eine Ausgleichszahlung (p^{offset}) fällig (vgl. Gleichung (2-2)) [EEX16].

$$p^{offset} = q \cdot (I_{t=0}^{FC} - I_{t=1}^{Act}) \quad (2-2)$$

Tabelle 2-2 fasst abschließend die Handelsspezifikationen der beschriebenen Terminprodukte der EEX zusammen. Neben dem Basiswert unterscheiden sich die Produkte in ihrem minimalen Lieferzeitraum. Strom Futures sind auch für kurze Perioden von einzelnen Tagen zu handeln, Optionen müssen dagegen mindestens monatlich gehandelt werden. Die auf erneuerbare Energien ausgelegten Wind-Power Futures sind wöchentlich handelbar. Im Vergleich zu Spotmarktprodukten sind Termingeschäfte weniger flexibel, auch bedingt durch das höhere Mindesthandelsvolumen (1 MW ggü. 0,1 MW auf dem Spotmarkt; vgl. Tabelle 2-1).

Tabelle 2-2: Zusammenfassung der Handelsspezifikationen des Terminmarkts der EEX [EEX17a], [EEX16]

Markteigenschaft	Einheit	Power Futures	Power Optionen	Wind-Power Futures
Basiswert	-	DA-Spotmarkt	Power Futures	WPI
Min. Preisänderung	[€/MWh]	0,01	0,01	0,01
Min. Handelsvolumen	[MW]	1	1	1
Min. Lieferzeitraum	-	Tag	Monat	Woche
Handelsgebühr	[€/MWh]	0,0125	0,005	0,0125

Regelleistungsmärkte

Im Netzverbund der ENTSO-E wird zwischen drei unterschiedlich schnell aktivierbaren Regelleistungs-Qualitäten unterschieden:

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

In Deutschland wird Regelleistung von den Übertragungsnetzbetreibern über eine Plattform¹³ beschafft. Die Beschaffung erfolgt in einer geschlossenen Auktion mit Gebotspreisverfahren. Je nach Regelleistungsart beinhalten die Gebote sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise. Der Leistungspreis (LP) wird vom ÜNB bereits für die Vorhaltung von Kapazitäten für Regelleistung bezahlt. Der Arbeitspreis (AP) wird dagegen nur im Fall eines tatsächlichen Abrufs gezahlt. Die Bezuschlagung erfolgt für PRL über eine Sortierung der Leistungspreise aller abgegebenen Angebote in aufsteigender Reihenfolge (Merit-Order). Für Sekundär- und Minutenregelleistung wird seit Mitte 2018 das sogenannte Mischpreisverfahren genutzt, wobei sich die Merit-Order des Zuschlags nicht mehr allein nach dem Leistungspreis, sondern einem Zuschlagswert aus Leistungs- und Arbeitspreis ergibt. Für SRL und MRL wird der tatsächliche Abruf darüber hinaus durch Reihung der Arbeitspreise bestimmt. Primärregelleistung wird nur anhand des Leistungspreises ausgeschrieben. PRL kann außerdem nur symmetrisch in positive als auch negative Richtung angeboten werden. SRL und MRL werden getrennt für positive und negative Regelleistung ausgeschrieben. Die sonstigen Markteigenschaften sind in Tabelle 2-3 zusammengefasst.

Tabelle 2-3: Markteigenschaften der deutschen Regelleistungsausschreibungen auf Regelleistung.net [Con14]¹⁴, [Reg20]

Markteigenschaft	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	täglich	täglich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	Tägl., 15 Uhr	Tägl., 15 Uhr	Tägl., 10 Uhr
Produktzeitscheiben	24 Std.	4 Std. Blöcke	4 Std. Blöcke
Produktdifferenzierung	symmetrisch	positiv/negativ	positiv/negativ
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	LP	LP	LP
Vergütung	LP	LP & AP	LP & AP

Ausgleichsenergiebezug

Netznutzer müssen einen ausgeglichenen Bilanzkreis (BK) in Form eines Fahrplans an den Übertragungsnetzbetreiber melden, wobei 15-minütige Abrechnungsperioden zugrunde gelegt werden. Liegen Abweichungen des Bilanzkreises vor, muss Ausgleichsenergie (AE) bezogen werden [BMJ05]. Der damit verbundene regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichs-

¹³ Regelleistung.net

¹⁴ Das Ausschreibungsverfahren von SRL und PRL wird Mitte 2018 bzw. 2019 von wöchentlich auf täglich umgestellt.

energiepreis (reBAP) wird in Deutschland einheitlich für den Netzregelverbund (NRV), bestehend aus den 4 Regelzonen, berechnet. Grundlage für den Ausgleichsenergiepreis sind die verbundweiten Kosten für Regelenergie, welche für den Ausgleich der Bilanzkreisabweichungen eingesetzt wird. Diese setzt sich im Allgemeinen aus SRL- und MRL-Abrufen zusammen. Durch Division mit der Summe der Bilanzkreisabweichungen wird der reBAP gemäß Gleichung (2-3) berechnet.

$$reBAP = \frac{\sum Kosten_{NRV} - \sum Erlöse_{NRV}}{Summe_{NRV}} \quad (2-3)$$

Für den Großteil der Abrechnungsperioden übersteigen die Kosten für Regelenergie die Erlöse. Das Vorzeichen des reBAP hängt daher vom Vorzeichen der Bilanzkreisabweichungen ab. Wird in der Summe positive AE benötigt, ist der Netzregelverbund unterdeckt und es ergibt sich ein positiver Preis. Wenn negative AE benötigt wird, liegt eine Überdeckung vor und das Vorzeichen des reBAP wird negativ. Der resultierende Preis ist einheitlich für alle Bilanzkreisverantwortlichen, unabhängig davon, ob die Bilanzkreise selbst über- oder unterdeckt sind. Die Zahlungsströme variieren jedoch für jeden Bilanzkreis in Abhängigkeit von den eigenen Abweichungen (vgl. Tabelle 2-4)¹⁵.

Tabelle 2-4: Zahlungsströme durch Ausgleichsenergiebezug in Abhängigkeit von den Bilanzkreisabweichungen sowie von den NRV-Salden [BNA12]

	NRV überdeckt	NRV unterdeckt
BK überdeckt	Neg. AE (Einspeisung) reBAP negativ → Kosten	Neg. AE (Einspeisung) reBAP positiv → Erlöse
BK unterdeckt	Pos. AE (Bezug) reBAP negativ → Erlöse	Pos. AE (Bezug) reBAP positiv → Kosten

In Erweiterung des grundsätzlichen Berechnungsprinzips wird der reBAP von weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Ziel der Erweiterungen ist eine Verhinderung extremer Preisspitzen sowie die Schaffung von Anreizen zur Minimierung von Bilanzkreisabweichungen. Für eine Vermarktungsoptimierung aus Sicht eines Aggregators ist es bedeutsam, dass der reBAP an den durchschnittlichen Preis des 1h-Produkts des Intraday Marktes gekoppelt ist. Im Falle eines überdeckten Netzregelverbunds bildet der Intraday

¹⁵ Die dargestellten Zahlungsströme gelten nur für den Fall, dass die Regelenergiekosten die Erlöse überschreiten. Im seltenen entgegengesetzten Fall kehren sich die Vorzeichen der Zahlungsströme um [BNA12].

Preis eine obere Grenze des reBAP, bei Unterdeckung eine untere Grenze. Durch diese Maßnahme werden vorteilhafte Ausgleichsenergiepreise verhindert und Anreize zur absichtlichen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie eliminiert [Con14], [BNA12].

2.1.3 Informationsstand bei Angebotsabgabe

Bei Angebotsabgabe haben die Marktteilnehmer auf den verschiedenen Märkten unterschiedliche Informationsniveaus über ihre Erzeugungsmenge sowie den Marktpreis. Der Informationsstand bezüglich der Erzeugungsmenge hängt von der Genauigkeit der Erzeugungsprognosen im jeweiligen Zeithorizont ab. Die Verfügbarkeit von Informationen über den Marktpreis ist dominiert von dem Preis- und Handelsmechanismus. Dieser bestimmt, ob die Gebote der anderen Marktteilnehmer und damit der Marktpreis zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bekannt sind.

Spotmarkt

Für den Handel dargebotsabhängiger Erzeugungsmengen auf dem Day-Ahead Spotmarkt sind Anbieter auf Vortagsprognosen angewiesen. Gleichzeitig korrespondiert die Handelsfrist mit der Frist zur Meldung eines ausgeglichenen Bilanzkreises gemäß Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) [BMJ05]. Die Angebotsabgabe auf dem Day-Ahead Spotmarkt ist daher der Referenzwert für den angegebenen Fahrplan des Bilanzkreises. Bilanzkreisabweichungen ergeben sich damit grundsätzlich aus den Abweichungen zwischen Vortagsprognosen und tatsächlicher Erzeugung, womit Volumenrisiken insbesondere in der Day-Ahead Vermarktung zum Tragen kommen. Aufgrund der geschlossenen Auktion, in Kombination mit dem Einheitspreisverfahren des Day-Ahead Spotmarktes, sind die resultierenden Preise zur Angebotsabgabe noch nicht bekannt. Für die Handelsentscheidung sind Marktteilnehmer auf eine Preisprognose angewiesen und damit zusätzlich zum Volumenrisiko einem Preisrisiko ausgesetzt.

Die deutlich kürzere Handelsfrist auf dem Intraday Markt macht eine Vermarktung anhand von Kurzfrist-Erzeugungsprognosen möglich. Diese weisen im Allgemeinen eine deutlich höhere Genauigkeit im Vergleich zur Vortagsprognose auf [Lan11]. Der Intraday Markt bietet Stromproduzenten somit die Möglichkeit, auf aktualisierte Prognosen zu reagieren und antizipierte Fahrplanabweichungen durch Gegenhandel zu kompensieren. Dabei ist insbesondere der kontinuierliche Handel, anders als der auktionenbasierte Handel, wegen seiner kurzen Handelsfristen von Relevanz.

Im auktionenbasierten Intraday Markt liegt, analog zum Day-Ahead Markt, keine sichere Information über den Marktpreis vor. Das offene Orderbuch im

kontinuierlichen Intraday Handel ermöglicht dagegen das Einsehen aller erfolgten Transaktionen. Durch Ausrichtung des eigenen Gebotspreises an dem aktuellen Marktpreis kann eine hohe Sicherheit über den erzielbaren Preis erreicht werden. Zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe am kontinuierlichen Intraday Markt liegt demzufolge keine Preisunsicherheit vor. Jedoch unterliegen Angebot und Nachfrage aufgrund der primären Nutzung dieses Marktes zur Kompensation von Prognoseabweichungen sehr kurzfristigen Volatilitäten. Zusätzlich verringert sich die Marktliquidität bis zum Ende der Handelsfrist, da ein wachsender Anteil der Marktteilnehmer ihre offenen Positionen schließt. Das Preisrisiko des Intraday Marktes ist zum Zeitpunkt der Day-Ahead Vermarktung damit noch zu hoch, so dass eine strategische Zurückhaltung von Energie am Day-Ahead Markt zur Vermarktung am Intraday Markt nur in wenigen Fällen sinnvoll ist. Als Ersatz für den Day-Ahead Spotmarkt ist der Intraday Markt daher nur bedingt geeignet. Der Handel am Intraday Markt ist daher für Aggregatoren insbesondere zur Reduktion von Volumenrisiken durch Kompensation von Fahrplanabweichungen interessant [Roo15], [Hag15], [Web10].

Die Planung der Spotmarktvermarktung baut daher zum einen auf Day-Ahead und Intraday Erzeugungsprognosen auf. Zum anderen sind Vortagsprognosen von Day-Ahead Preis und Intraday Preis notwendig.

Terminmarkt

Der Terminmarkt ermöglicht die Absicherung des Absatzpreises über eine langfristige Lieferperiode in der Zukunft (vgl. Kapitel 2.1.2). Da der kontinuierliche Handel mit Gebotspreisverfahren und offenem Orderbuch abgewickelt wird, ist der Terminpreis zum Handelszeitpunkt bekannt. Die Entscheidung über die abzusichernde Menge hängt allerdings von der zu erwartenden Menge des physischen Grundgeschäfts ab. Die Preisabsicherung dargebotsabhängiger Erzeugung wird durch die Volumenunsicherheit auf die zum Handelszeitpunkt sicher zu erwartende Menge begrenzt. Für Lieferperioden größer einer Woche weisen die Prognosen dargebotsabhängiger Erzeugung keine ausreichende Genauigkeit für Preisabsicherung auf [Wan15], [Som10]. Terminprodukte mit längeren Lieferperioden können somit vernachlässigt werden.

Für Wind-Power Futures stellt sich ein gänzlich anderer Informationsstand dar, das heißt, der Wind-Power Index und damit das zu erwartende Volumen sind bekannt. Es besteht allerdings Unsicherheit über die Preisentwicklung des zugrundeliegenden Spotmarktgeschäfts. Durch den Einsatz der Wind-Power Futures kann demnach die zu erwartende Auslastung der Windkraftanlagen abgesichert werden. Die Absicherung erfolgt dabei rein finanziell durch

Ausgleichszahlungen, die physische Energie wird nicht kompensiert. Ziel ist ein Ausgleich der Mehr- oder Mindereinnahmen auf dem Day-Ahead Spotmarkt. Diese errechnen sich aus der Multiplikation der Vortagsprognoseabweichung mit dem Marktpreis. Die Ausgleichszahlungen pro gehandeltem Kontrakt ergeben sich allerdings nur aus der Veränderung des zugrundeliegenden Index (vgl. Gleichung (2-3)). Die Kontraktanzahl, die eine vollständige Kompensation der Mehr- oder Mindereinnahmen auf dem Spotmarkt gewährleisten würde, kann nur anhand des erwarteten Spotmarktpreises bestimmt werden. Das Hedging über Wind-Power Futures ist daher durch das Preisrisiko des Day-Ahead Spotmarktes beeinflusst.

In diesem Zusammenhang lässt sich ein Potential für die Kombination von Strom Futures mit Wind-Power Futures identifizieren, welches in dieser Arbeit untersucht werden soll. Durch die komplementäre Absicherung von Preisrisiken auf der einen und von Volumenrisiken auf der anderen Seite könnten die Vermarktungsrisiken insgesamt deutlich reduziert werden.

Aufgrund der Lieferperioden der Termingeschäfte ist eine wöchentliche Planung und damit ein wöchentlicher Prognosehorizont notwendig. Die in den Prognosen zu berücksichtigende Unsicherheit ist dagegen für den Anwendungsfall zu spezifizieren. Das Hauptziel für den Einsatz von Termingeschäften im Anlagenverbund des Aggregators ist nicht die Absicherung langfristiger Unsicherheiten, sondern der auf dem Day-Ahead Spotmarkt verursachten kurzfristigen Risiken. Die Menge der zu handelnden Termingeschäfte muss daher gemäß den Unsicherheiten der Vortagsprognosen geplant werden.

Regelleistungsmärkte

Aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die Versorgungssicherheit gelten auf den Regelleistungsmärkten besondere Anforderungen an die Leistungserbringung. Eine Nicht-Erfüllung von Regelleistung aufgrund dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen muss ausgeschlossen werden. Ansonsten riskieren Anbieter Vertragsstrafen sowie einen Ausschluss aus den Regelleistungsmärkten¹⁶. Generell sind daher steuerbare Anlagen und Flexibilitäten für eine Regelleistungsbereitstellung vorzuziehen.

Durch den Marktmechanismus der geschlossenen Auktion können Anbieter die Gebote ihrer Mitbieter nicht einsehen. Ein Zuschlag und damit ein Erlös wird nur

¹⁶ Siehe beispielsweise SRL Rahmenvertrag § 13 [Reg11].

erzielt, wenn das Gebot unterhalb des Grenzpreises bzw. -zuschlagswert liegt (im Folgenden Grenzpreis). Gleichzeitig wird der Erlös im Gebotspreisverfahren durch ein Angebot möglichst knapp unter dem Grenzpreis maximiert. Gleiches gilt für das Angebot des Arbeitspreises. Für eine Erlösmaximierung müssen Anbieter von Regelleistung daher versuchen, den Grenzpreis zu antizipieren und ihr Gebotstupel aus Leistungs- und Arbeitspreis entsprechend wählen. Dies erfordert eine Prognose des Grenzpreises für Leistungs- und Arbeitspreis.

Ausgleichsenergie

Der Ausgleichsenergiepreis (AEP) unterliegt starken Volatilitäten. Durch die Kopplung an die Regelleistungskosten und -abrufe resultiert er außerdem aus Größen, die zum Planungszeitpunkt selbst hohen Unsicherheiten ausgesetzt sind. Bezüglich des genauen Ausgleichsenergiepreises besteht daher zum Planungszeitpunkt ein hohes Maß an Unsicherheit. Aus den regulatorischen Rahmenbedingungen des AEP ergibt sich gleichzeitig ein genereller finanzieller Nachteil gegenüber anderen Marktoptionen. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ist daher in der Planung nur als Rückfalllösung zu betrachten.

2.1.4 Anforderungen an den Vermarktungsprozess

Aus den Marktspezifikationen lassen sich verschiedene Anforderungen an den Vermarktungsprozess ableiten:

- Der **Planungshorizont** ergibt sich aus den längsten Lieferperioden der relevanten Marktoptionen.
- Die **zeitliche Auflösung der Planung** kann aus der Anzahl an Handelsentscheidungen und damit aus den kürzesten verfügbaren Lieferperioden bestimmt werden.
- Die **Planungsstufen** resultieren aus den Handelsfristen der Marktoptionen. In der stochastischen Planung zeichnet sich jede weitere Planungsstufe außerdem durch eine Aktualisierung des Informationsstands und damit durch eine höhere Planungssicherheit aus.

Zusammenfassend gibt Abbildung 2-4 einen Überblick über den Vermarktungsprozess. Dieser gilt gleichermaßen für die Direktvermarktung mit und ohne Marktprämienmodell, es können sich allerdings unterschiedliche Erlöskonsequenzen für den Direktvermarkter sowie den Anlagenbetreiber ergeben. In der Planung sollte daher das Vermarktungsmodell sowohl mit als auch ohne Marktprämie abgebildet werden können. Der Vermarktungsprozess weist einen wöchentlichen Planungshorizont sowie eine stündliche bzw. viertelstündliche Auflösung auf. Der gesamte Vermarktungsprozess muss geschlossen betrachtet werden, um die Interdependenzen der Vermarktungsstufen berücksichtigen zu können. Als erste Stufe erfolgt eine Week-Ahead Planung zur

Festlegung von Terminmarkt- und Regelleistungsangeboten. Für die Termingeschäfte werden bereits die in den weiteren Vermarktungsstufen resultierenden Risiken antizipiert und ein möglichst effizientes Hedging durchgeführt. Die Day-Ahead Stufe stellt die zentrale Marktoption für dargebotsabhängige Anlagen dar. Dies kann hauptsächlich durch das gute Trade-Off zwischen Preisstabilität auf der einen Seite und einer hinreichend guten Prognosegenauigkeit dargebotsabhängiger Anlagen auf der anderen Seite erklärt werden. Gleichzeitig entsteht durch die Meldung eines Fahrplans in dieser Stufe das Risiko der Bilanzkreisabweichungen und der damit verbundenen Ausgleichsenergiekosten. Die anschließende Intraday Stufe ermöglicht durch eine Aktualisierung der Prognose eine Anpassung des Fahrplans und die Reduktion antizipierter Bilanzkreisabweichungen. Aufgrund seiner kürzeren Handelsfristen weist der kontinuierliche Intraday Handel signifikante Vorteile gegenüber dem auktionsbasierten Handel auf. Zum Zeitpunkt der Erfüllung muss für verbleibende Bilanzkreisabweichungen Ausgleichsenergie bezogen werden. Der exakte Ausgleichsenergiepreis ist nicht bekannt, allerdings muss grundsätzlich mit nachteiligen finanziellen Konsequenzen gegenüber den anderen Marktoptionen gerechnet werden.

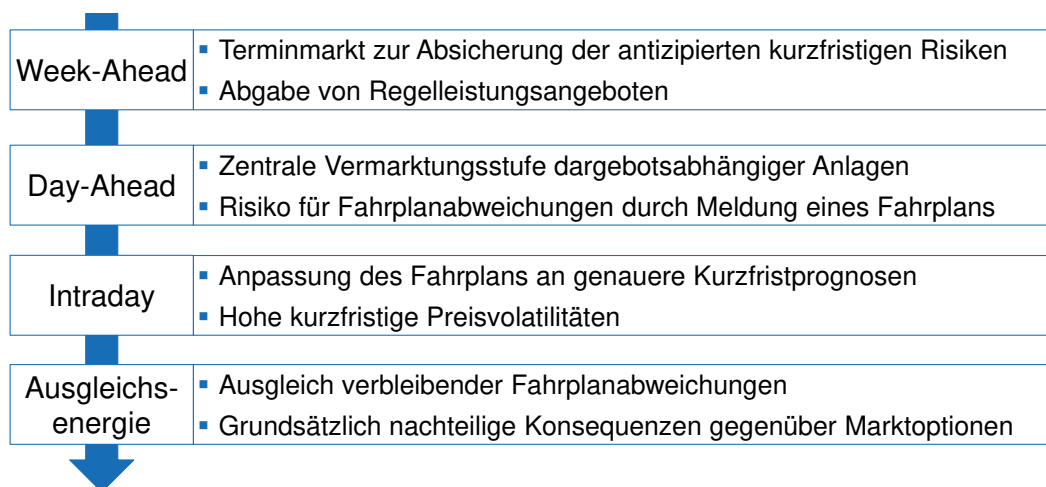


Abbildung 2-4: Prozess für die Direktvermarktung dezentraler Erzeugungsanlagen

2.2 Quantitative Analyse der Vermarktungsrisiken

Der Vermarktungsprozess von Aggregatoren dezentraler Anlagen umfasst die Planungshorizonte Week-Ahead, Day-Ahead und Intraday. Als Ursache für Unsicherheiten können die Prognosen der Spotmarktpreise, der Grenzpreise auf den Regelleistungsmärkten sowie der Erzeugungsleistung im Day-Ahead und Intraday-Zeithorizont identifiziert werden. Für die Abbildung der Unsicherheiten in der Vermarktungsplanung ist die Quantifizierung der Prognosefehler

erforderlich. Aufbauend auf dieser Analyse können im weiteren Anforderungen an die Szenarien der stochastischen Vermarktungsplanung abgeleitet werden.

Je nach Anwendungsfall existieren verschiedene Prognoseverfahren für Erzeugung und Preise (vgl. Abbildung 2-5), die jeweils spezifische Vor- und Nachteile für die jeweilige Anwendung besitzen [Sow16], [Wer14], [Som10]. So sind Modelle der Numerical Weather Prediction (NWP) für großräumige und längerfristige Erzeugungsprognosen geeignet, Modelle auf Basis Künstlicher Intelligenz (KI) dagegen eher für Kurzfrist-Prognosen. Kommerzielle Prognoseanbieter versuchen darüber hinaus die Vorteile der einzelnen Modelle durch die Kombination zu sogenannten Hybridmodellen zu vereinen. Die Erstellung von Prognosen sowie die Optimierung der Prognosegüte stellt ein eigenes Geschäfts- bzw. Forschungsfeld dar und wird nicht durch den Aggregator selbst durchgeführt. Die Prognoseerstellung steht daher nicht im Fokus dieser Dissertation.

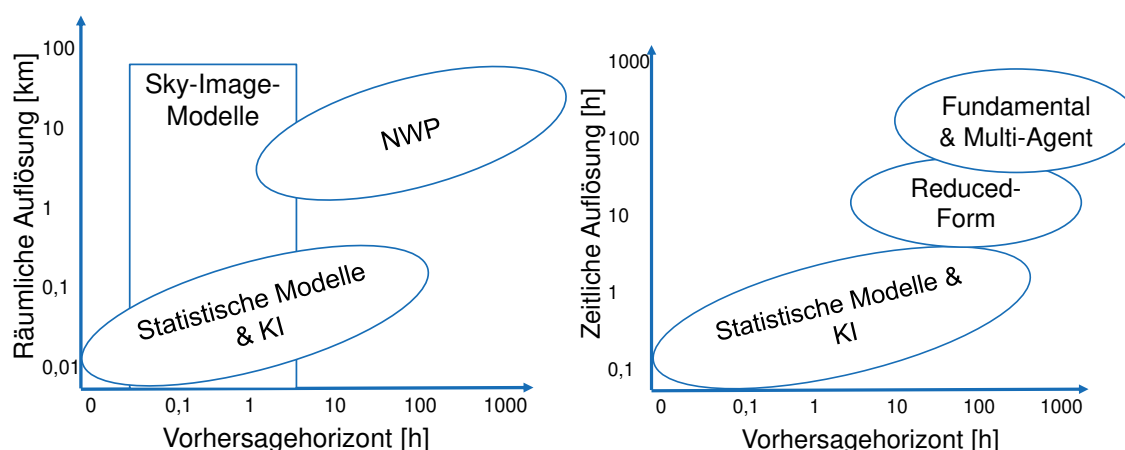


Abbildung 2-5: Klassifizierung von Verfahren zur Prognose von Erzeugung (links) und Marktpreisen (rechts) auf Basis von [Sow16], [Wer14], [Som10]

Für den Aggregator ist vielmehr das Wissen um die in den Prognosen enthaltenen Unsicherheiten entscheidend. Dazu ist die quantitative Analyse der Prognosefehler erforderlich. Das Vermarktungsrisiko insgesamt wird nicht nur vom Ausmaß der einzelnen Unsicherheiten (im Folgenden Unsicherheitsfaktoren), sondern auch von deren Abhängigkeiten untereinander beeinflusst [Mor10b], [Hei09b]. Zur Bestimmung der Unsicherheiten werden die Prognosefehler daher in einer Zeitreihenanalyse hinsichtlich folgender Eigenschaften analysiert:

- Die statistische Verteilung der stündlichen Unsicherheitsfaktoren
- Die zeitliche Korrelation eines Unsicherheitsfaktors (Autokorrelation)
- Die Korrelation zu anderen Unsicherheitsfaktoren (Kreuzkorrelation)

Prognosefehler von Marktpreisen und Erzeugungsleistungen unterscheiden sich je nach Markt bzw. Technologie. Darüber hinaus weisen Erzeugungsprognosen

regionale Unterscheide auf, da sie maßgeblich von meteorologischen Faktoren beeinflusst werden. Die Zeitreihenanalyse muss daher für jeden Unsicherheitsfaktor einzeln sowie für Erzeugungsprognosen standortspezifisch durchgeführt werden [Shi12], [Mel10], [Lor09].

Im Folgenden ist exemplarisch die Analyse von Windkraftprognosen aufbauend auf Prognose- und Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für Deutschland im Jahr 2016 dargestellt¹⁷. Das Vorgehen ist allerdings auf jeden Unsicherheitsfaktor übertragbar. Zur Analyse der Kreuzkorrelationen werden zusätzlich PV-Prognosen herangezogen.

Statistische Verteilung

Abbildung 2-6 zeigt exemplarisch die normierten Prognosefehler¹⁸ einer Windkraftanlage im Day-Ahead- und Intraday-Zeithorizont.

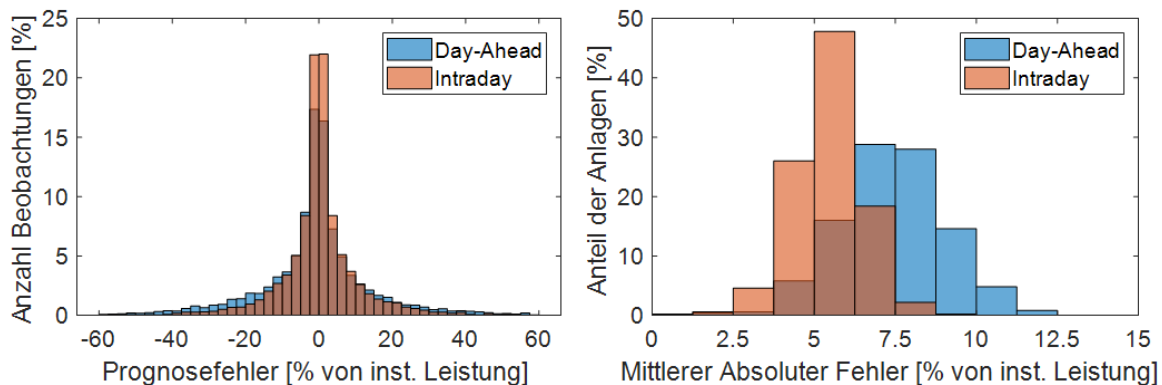


Abbildung 2-6: Fehlerverteilung eines exemplarischen WKA-Standorts (links) und Mittlerer Absoluter Fehler aller untersuchten Standorte (rechts)

Die Prognosefehler weisen eine nahezu symmetrische Verteilung bis hin zu einem Fehler von 40% (Intraday) und 60% (Day-Ahead) auf. Für die exemplarische Anlage (links) lässt sich eine leichte Verbesserung der Prognose im Intraday Zeithorizont feststellen. Die Verteilung weist eine um ca. 5%-Punkte erhöhte Konzentration im Bereich von +/- 2,5% Fehler auf. Die grundsätzlich verbesserte

¹⁷ Die Leistungsdaten basieren auf dem „Lokal-Modell Kurzzeitfrist COSMO-DE“ (NWP-Modell), welches räumlich hochaufgelöste Wetterprognosen (2,4km-Raster) für Deutschland und Umgebung bereitstellt. Es können Prognosen bis zu einem Day-Ahead Horizont in stündlicher Auflösung abgerufen werden [DWD14].

¹⁸ In dieser Arbeit werden Prognosefehler als mittlere stündliche Leistungsabweichung zwischen Messdaten und Prognose bezogen auf die installierte Leistung definiert:

$$error_t = (P_t^{Messdaten} - P_t^{Prognose}) / P_{Inst}$$

Prognosegüte im Intraday Zeithorizont zeigt sich auch bei der Betrachtung des Mittleren Absoluten Fehlers (MAE) aller analysierten Anlagen (rechts)

Autokorrelation und partielle Autokorrelation

Die stochastische Abhängigkeit der Prognosefehler von zeitlich vorhergehenden Prognosefehlern kann über die Autokorrelations- bzw. die partielle Autokorrelationsfunktion beschrieben werden [Bro11]. Die Autokorrelationsfunktion (ACF) bestimmt, inwieweit ein Wert der Zeitreihe y_t von den vergangenen Werten y_{t-l} der Zeitreihe abhängt. Der Index l beschreibt dabei die zeitliche Verschiebung (Lag) innerhalb der Zeitreihe¹⁹. Mithilfe der partiellen Autokorrelationsfunktion (PACF) kann dabei auch der isolierte Einfluss einzelner Lags bestimmt werden.

Für die exemplarische Windkraftprognose zeigen sich signifikante Autokorrelationen (sign. Level) bis zu einem Lag von ca. 12 Stunden, wobei die PACF insbesondere einen Einfluss der letzten 3 Stunden auf die Prognosegüte zum Zeitpunkt $t = 0$ zeigt (vgl. Abbildung 2-7).

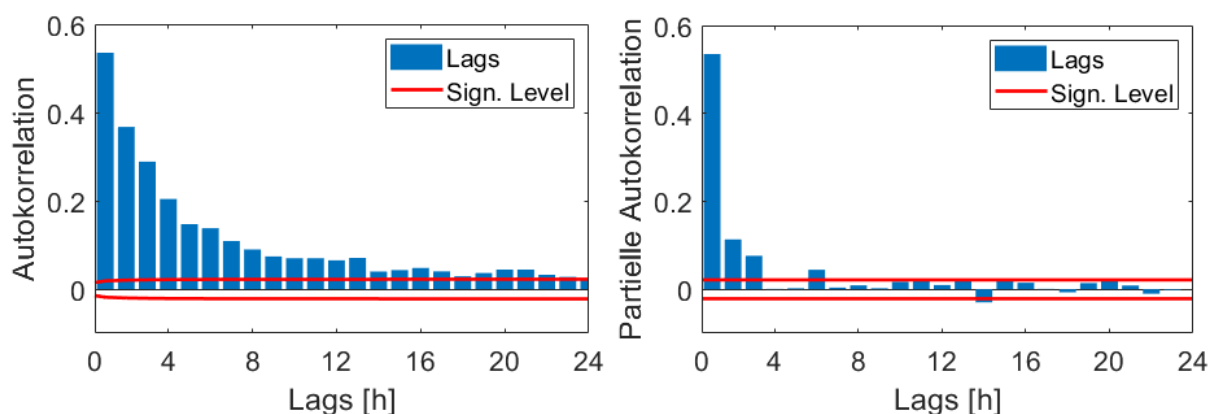


Abbildung 2-7: Autokorrelation und Partielle Autokorrelation einer exemplarischen Zeitreihe des Prognosefehlers eines WKA-Standorts

Die damit gezeigte zeitliche Abhängigkeit der Prognosefehler lässt sich durch die zeitliche Abhängigkeit von Wetterveränderungen erklären. Wird eine kurzfristige Wetterveränderung durch Modellungenauigkeiten falsch prognostiziert, beeinflusst diese Wetterveränderung auch die Prognosen der darauffolgenden Stunden.

¹⁹ Da sich die zeitliche Abhängigkeit von Zeitschritt zu Zeitschritt durch die Zeitreihe fortsetzt, sind auch Resteinflüsse vergangener Werte in der ACF dargestellt. Diese „Echos“ der vergangenen Werte erklären den exponentiell abfallenden Verlauf der ACF.

Kreuzkorrelation

Kreuzkorrelation beschreibt die stochastische Abhängigkeit einer Zufallsvariable von anderen Zufallsvariablen. Im Zusammenhang mit den Unsicherheitsfaktoren in der Vermarktung Erneuerbarer Energien können zwei Arten der Kreuzkorrelation unterschieden werden: Zum einen die stochastische Abhängigkeit von Prognosefehlern des gleichen Unsicherheitsfaktors (z. B. zwischen Windkraftprognosefehlern verschiedener Anlagen) und zum anderen die Korrelation verschiedener Unsicherheitsfaktoren (z. B. zwischen Windkraftprognosefehlern und PV-Prognosefehlern). Ersteres wird im Folgenden als Kreuzkorrelation innerhalb eines Unsicherheitsfaktors und letzteres als Kreuzkorrelation zwischen Unsicherheitsfaktoren definiert.

Für die Klassifizierung der Signifikanz von Korrelationskoeffizienten existiert keine generelle Definition. Die am weitesten verbreitete entstammt [Coh13], wobei die Korrelation wie folgt beurteilt wird:

- $|\rho| > 0,5$ starke Korrelation
- $|\rho| < 0,5 \cap |\rho| > 0,3$ moderate Korrelation
- $|\rho| < 0,3 \cap |\rho| > 0,1$ schwache Korrelation
- $|\rho| < 0,1$ keine Korrelation

Für die betrachteten Prognosedaten zeigt sich bei den Day-Ahead- als auch den Intraday-Prognosefehlern eine Korrelation nahe eins im nahen Umkreis von Anlagen, die mit zunehmendem Abstand abfällt (vgl. Abbildung 2-8).

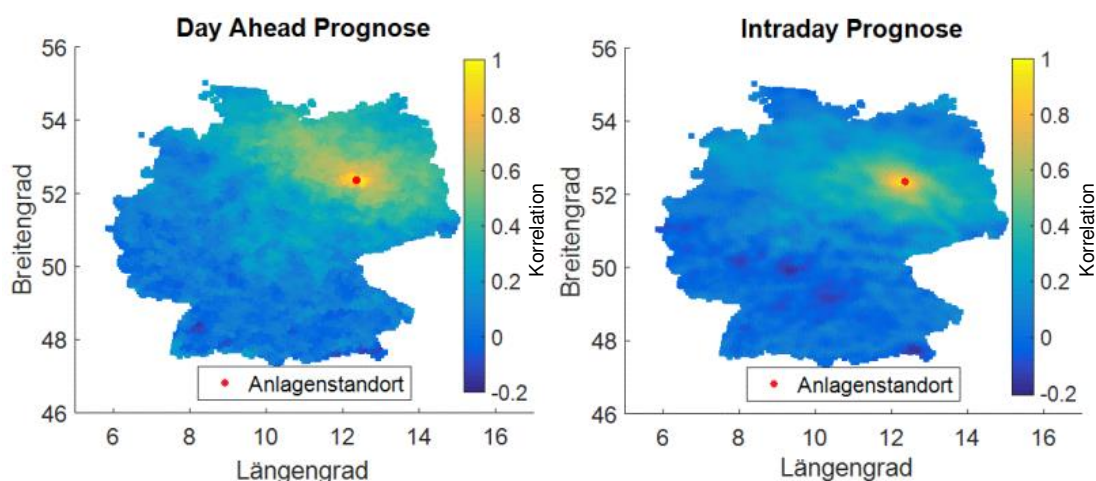


Abbildung 2-8: Grafische Darstellung der Kreuzkorrelationen deutschlandweiter WKA-Standorte in Relation zu einem exemplarischen Standort (Jahr 2016)

Die starke Korrelation zu nahen Standorten ist durch den dominanten Einfluss der Wetterprognose auf die Prognosefehler zu erklären. Kommt es an einem Anlagenstandort zu Prognosefehlern durch Wetterveränderungen, sind durch die

räumliche Ausdehnung der Wetterveränderung auch Anlagen an (nahen) anderen Standorten betroffen.

Die Übertragung der Analyse auf Kreuzkorrelationen zwischen den Unsicherheitsfaktoren (Windkraft- und PV-Prognosefehler) zeigt sowohl signifikante als auch nicht-signifikante Abhängigkeiten. So zeigen sich zwischen DA- und ID-Prognosen der gleichen Anlage Korrelationskoeffizienten im Bereich von 0,6 – 0,7 (siehe Diagonalen in Abbildung 2-9).

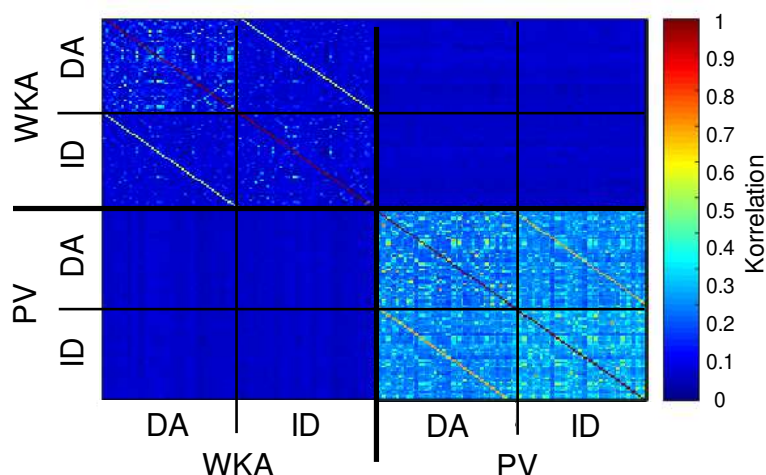


Abbildung 2-9: Matrix der Kreuzkorrelationen zwischen Prognosefehlern von PV- und Windkraftprognosen im Day-Ahead- und Intraday-Zeithorizont

Grundsätzlich zeigen die analysierten PV-Anlagen höhere Kreuzkorrelationen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Prognosen als die Windkraftanlagen. Zwischen den Prognosefehlern von Windkraft- und PV-Anlagen ist dagegen keine Korrelation festzustellen. Die Analyse zeigt teilweise signifikante stochastische Abhängigkeiten der Unsicherheitsfaktoren, sodass insbesondere für die Abbildung der Unsicherheit im Anlagenverbund eines Aggregators dargebotsabhängiger Anlagen Kreuzkorrelationen zu berücksichtigen sind.

Insgesamt lassen sich aus der Analyse der statistischen Eigenschaften der Prognosefehler folgende Anforderungen an die Szenarien einer stochastischen Vermarktungsplanung definieren:

- In den Szenarien müssen die jeweiligen statistischen Verteilungen der Prognosefehler abgebildet sein. Dazu müssen unterschiedliche Fehlerverteilungen berücksichtigt werden können.
- Die Szenarien müssen Autokorrelationen korrekt abbilden. Dies erfordert zum einen die Modellierung der Szenarien als zusammenhängende Zeitreihen. Zum anderen ist für die Szenariogenerierung eine Methodik erforderlich, in der die jeweiligen

ACF- und PACF-Funktionen analysiert und entsprechend ihrer Signifikanz in die Szenarien integriert werden.

- Kreuzkorrelationen müssen abgebildet werden. Dabei ist zwischen signifikanten und nicht-signifikanten Abhängigkeiten zu unterscheiden. In der Szenariogenerierung sollten daher die Abhängigkeiten einzeln, je nach Signifikanz, integrierbar sein.

2.3 Maßnahmen zur Reduktion der Unsicherheit

Aus dem Stand des Wissens können drei Ansätze für Risikomanagement in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien abgeleitet werden. Zu den Maßnahmen werden die theoretische Funktionsweise analysiert sowie Anforderungen für die Umsetzung in einer Vermarktungsplanung unter Unsicherheit abgeleitet.

2.3.1 Einsatz von Termingeschäften

Ein Risikomanagement mit Futures und Optionen wird Hedging genannt und basiert auf der Annahme der Konvergenz zwischen Terminmarkt und dem zugrundeliegenden Basiswert (im Allgemeinen: Spotmarkt).

Preishedging

Für die Absicherung von Preisen mittels Strom Futures bedeutet diese Annahme, dass sich der Terminpreis ($p_{t=0}^F$) in einem effizienten Markt²⁰ aus dem erwarteten Spotmarktpreis $E(p_{t=1}^S)$ plus einer Risikoprämie $r(\Delta t)$ ²¹ zusammensetzt (s. Gleichung (2-4)). Die Risikoprämie ist abhängig von der Zeitdifferenz Δt zwischen Termingeschäft und Lieferzeitpunkt.

$$p_{t=0}^F = E(p_{t=1}^S) + r(\Delta t) \quad (2-4)$$

Je näher der Lieferzeitpunkt rückt, desto mehr verringert sich die Risikoprämie, da die Prognosegüte des Spotpreises zunimmt, und der erwartete Spotmarktpreis zum tatsächlichen Preis konvergiert (vgl. Abbildung 2-10). Daher weisen der

²⁰ Ein effizienter Markt ist in diesem Zusammenhang als ein Markt ohne Arbitragemöglichkeiten definiert. Somit muss der Terminpreis dem von den Marktteilnehmern erwarteten Spotmarktpreis entsprechen. Andernfalls würde die Preisdifferenz für Arbitragegeschäfte ausgenutzt [Hul12].

²¹ Das Vorzeichen der Risikoprämie richtet sich im Allgemeinen nach der Position der Spekulanten im Markt, da diese für die Übernahme des Risikos eine positive Risikoprämie verlangen. Empirische Studien zeigen für den deutschen Strommarkt im Mittel positive Risikoprämien für Erzeuger, es lässt sich allerdings keine generelle Aussage treffen [Pie09].

Terminpreis des Futures sowie der Spotmarktpreis zum Lieferzeitpunkt eine hohe Ähnlichkeit auf [Eyd03], [Hul12], [Eyd03].

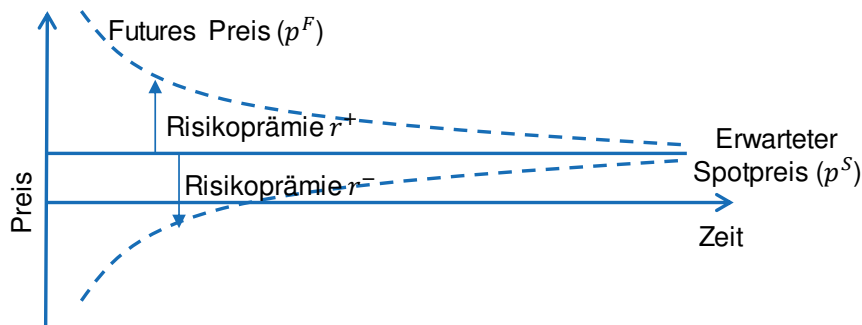


Abbildung 2-10: Schematische Darstellung der Konvergenz von Futures und Spotmarkt Preis

Insgesamt umfasst ein Hedging-Vorgang drei Schritte:

1. Handel von Futures zum Zeitpunkt $t = 0$ zum Terminpreis $p_{t=0}^F$
2. Gegenhandel des Futures zum Zeitpunkt $t = 1$ zum Terminpreis $p_{t=1}^F$
3. Handel der physischen Stromlieferung zum Zeitpunkt $t = 1$ am Spotmarkt zum Spotmarktpreis $p_{t=1}^S$

Aufgrund der Konvergenz von Termin- und Spotmarktpreis ergibt sich der Gesamtpreis p^{total} äquivalent zum initialen Terminpreis $p_{t=0}^F$ und ist unabhängig von der Volatilität des Spotmarktpreises (vgl. Gleichung (2-5) - (2-6)).

$$p^{total} = (p_{t=0}^F - p_{t=1}^F) + p_{t=1}^S = p_{t=0}^F - r_{t=1} \quad (2-5)$$

$$\text{Mit: } p_{t=1}^F = p_{t=1}^S + r_{t=1} \quad (2-6)$$

Insgesamt kann durch Termingeschäfte so das Preisrisiko am Spotmarkt kompensiert werden. Bei einem „Full Hedge“ gleichen sich die Zahlungskonsequenzen auf dem Termin- und Spotmarkt genau aus, so dass ein konstanter Erlös resultiert (vgl. Abbildung 2-11).

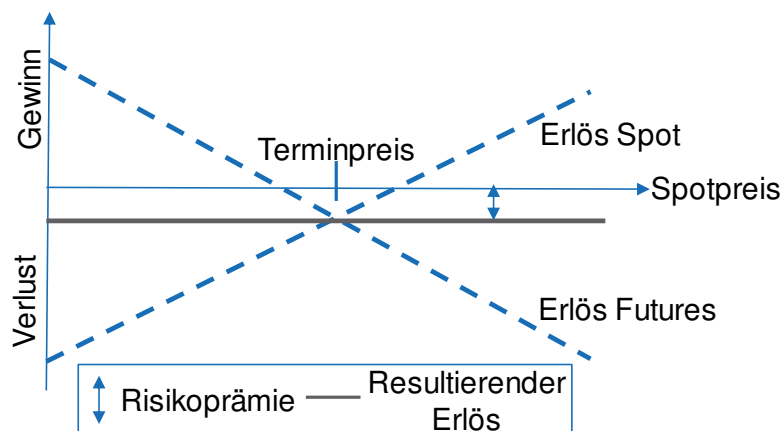


Abbildung 2-11: Zahlungskonsequenzen bei einem Full Hedge des Preisrisikos auf dem Spotmarkt

Für den Fall, dass keine vollständige Konvergenz zwischen Spot- und Terminpreis eintritt, ist der resultierende Erlös um den Betrag der Risikoprämie geringer als der Terminpreis.

Der in Abbildung 2-11 dargestellte „Full Hedge“ des Preisrisikos erfordert allerdings zum Zeitpunkt $t = 0$ bereits das Wissen um die in $t = 1$ gehandelte Menge des zugrundeliegenden Basisgeschäfts (z.B. Verkauf am Spotmarkt). Weicht das Terminvolumen von diesem optimalen Hedgingvolumen ab, sind die Termingeschäfte nicht durch ein Basisgeschäft gedeckt und können, äquivalent einer Spekulation, zu unbekanntem Zahlungskonsequenzen führen. Abbildung 2-12 zeigt diesen Zusammenhang schematisch für das Preishedging bei gleichzeitigem Volumenrisiko dargebotsabhängiger Erzeugung.

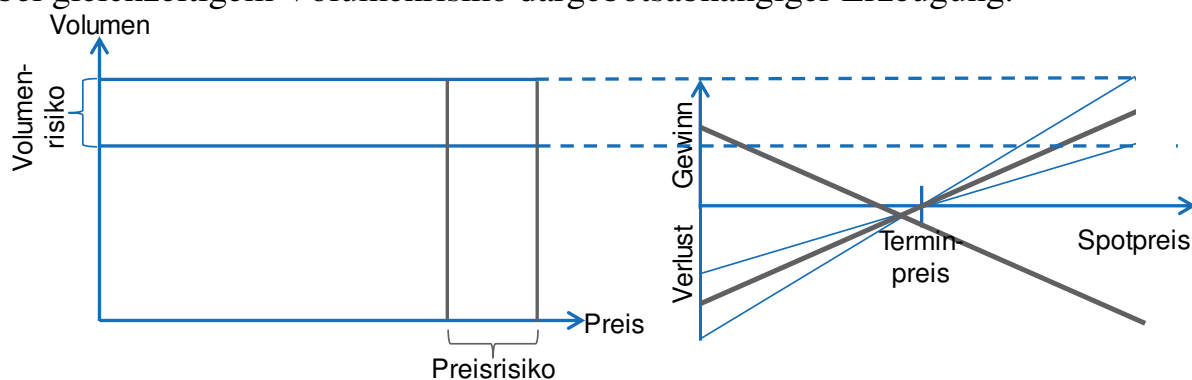


Abbildung 2-12: Auswirkungen von Volumenrisiken auf das Hedging von Preisrisiken

Im Risikomanagement dargebotsabhängiger Erzeugung werden daher zusätzlich Maßnahmen zur Absicherung von Volumenunsicherheiten benötigt. Für Windkraftanlagen ist die Absicherung mit Wind-Power Futures möglich. Das Vorgehen beim Hedging unterscheidet sich dabei nicht grundsätzlich vom Preishedging. Zur Bestimmung der Ausgleichszahlung lässt sich Gleichung (2-2) für Wind-Power Futures gemäß Gleichung (2-7) konkretisieren. Demzufolge wird eine Quotierung von 1 €/h je 1%-iger Änderung des Wind-Power Indexes vorgenommen.

$$p^{offset} = 1 \frac{\text{€}}{\% \cdot h} \cdot (WPI_{t=0}^{FC} - WPI_{t=1}^{Act}) \quad (2-7)$$

Tabelle 2-5 zeigt ein schematisches Beispiel eines Full Hedge mit Wind-Power Futures bei einem 3%-igen Fehler zwischen vorhergesagtem und tatsächlichem Wind-Power Index. Für einen Full Hedge des Volumenrisikos muss das Hedgingvolumen anhand des konkreten Anlagenportfolios bestimmt werden. Für einen Erzeuger wird von der EEX eine zu handelnde Menge gemäß Gleichung (2-8) empfohlen [EEX17b]. Dabei stellt H die Anzahl zu verkaufender Futures, C die installierte Leistung der Windkraftanlagen in MW und P den erwarteten mittleren Spotmarktpreis dar.

$$H = \frac{C \cdot P}{100\text{€}/h} \quad (2-8)$$

Gleichung (2-8) gilt allerdings nur, wenn das Anlagenportfolio vollständig mit dem Wind-Power Index korreliert. Andernfalls ist eine Anpassung um den Korrelationskoeffizienten durchzuführen²².

Tabelle 2-5: Beispiel eines Full Hedge mit Wind-Power Futures

	Vertragseigenschaft	Wert
Handel (t=0)	Installierte Leistung (C)	10 MW
	Lieferperiode	168 h
	Erwarteter Spotpreis (P)	50 €/MWh
	Erwarteter WPI	15%
	→ Futures Preis	15 €/h
	Anzahl verkaufter Futures (H)	$H = \frac{10 \text{ MW} \cdot 50\text{€/MWh}}{100\text{€/h}} = 5$
Lieferung (t=1)	Tatsächlicher WPI	12 %
	→ Tatsächlicher Preis	12 €/h
	Ausgleichszahlung	+3€/h
	Profit Differenz Spot Markt	-2520 €
	Profit Differenz WPF	+2520 €
	Summe	0,00 €

In der Vermarktungsplanung muss das Hedgingvolumen daher modellendogen bestimmt werden können, um eine Anwendung auf beliebige Anlagenportfolios zu ermöglichen. Zusätzlich ist bei der Nutzung von Wind-Power Futures zu beachten, dass es sich um ein rein finanzielles Risikomanagement handelt. Die physikalischen Fahrplanabweichungen und damit verbundene Ausgleichsenergiebedarfe können nicht kompensiert werden.

2.3.2 Diversifikation des Anlagenportfolios

Einen weiteren Ansatz zur Reduktion des Volumenrisikos in einem Portfolio dargebotsabhängiger Erzeugung bietet die räumliche und technologische Diversifikation²³ der Anlagen. Grundvoraussetzung für die Diversifikation ist eine ausreichende Verschiedenheit der Anlagen. Diese drückt sich in der Kovarianz bzw. der Korrelation zwischen der Volatilität der einzelnen Anlagen aus (vgl. Gleichung (2-9) - (2-10)) [Arn12].

²² Bei einem Korrelationskoeffizienten von 0,5 ist beispielsweise die doppelte Anzahl an Futures zu verkaufen, um die gleiche Zahlungskonsequenz zu erzielen.

²³ Diversifikation im Sinne der modernen Portfoliotheorie beschreibt den Effekt, dass das Risiko des Gesamtportfolios durch die Zusammenstellung verschiedener Assets, welche keine vollständige Korrelation aufweisen, reduziert werden kann [Mar52].

$$V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N cov_{ij} \cdot x_i x_j = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \rho_{ij} \cdot \sigma_i \sigma_j \cdot x_i x_j \quad (2-9)$$

$$\text{Mit: } \rho_{ij} = \frac{cov_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \quad (2-10)$$

In der Vermarktung der dargebotsabhängigen Anlagen wird die Volatilität der Anlagen durch den Prognosefehler determiniert. Angewendet auf das Risikomanagement von Aggregatoren bedeutet die Diversifikation daher eine Minimierung der Korrelationskoeffizienten zwischen den Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Anlagen. Aus der quantitativen Analyse der Vermarktungsrisiken lassen sich dazu zwei Ansätze ableiten (vgl. Kapitel 2.2):

- Zum einen zeigt sich eine grundsätzlich geringe Korrelation zwischen den Prognosefehlern von Windkraft- und PV-Anlagen (Abbildung 2-9).
- Zum anderen variiert der Korrelationskoeffizient bei Anlagen gleicher Technologie mit dem Standort der Anlagen. Es zeigt sich ein abnehmender Koeffizient bei zunehmender Distanz der Anlagen. So resultiert für Windkraftanlagen eine starke Korrelation größer 0,5 bis zu einem Abstand von knapp 100 km, bei PV-Anlagen bis zu knapp 200 km (vgl. Abbildung 2-13). Eine moderate Korrelation (größer 0,3) lässt sich noch bis zu 200 km für WKA und 400 km für PV-Anlagen beobachten.

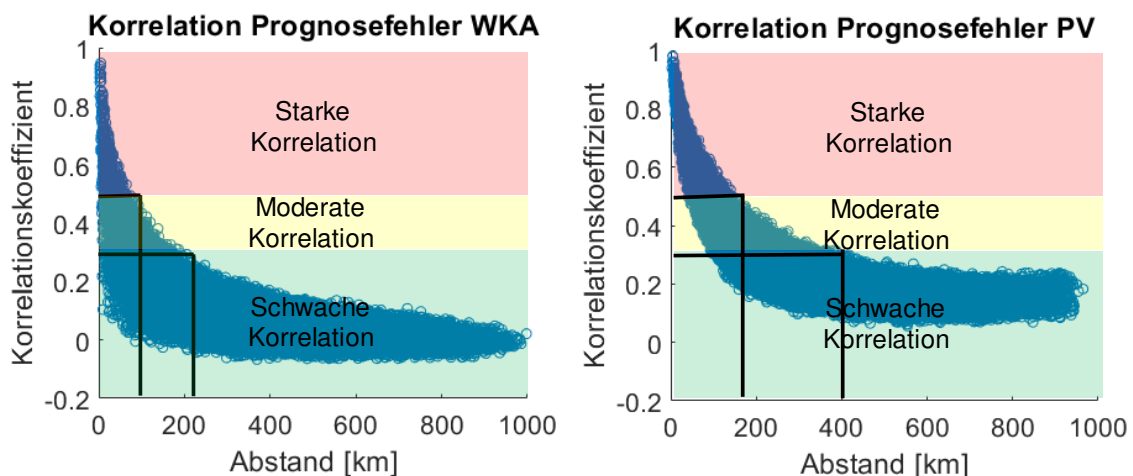


Abbildung 2-13: Kreuzkorrelationen zwischen Prognosefehlern von Windkraft- und PV-Standorten in Abhängigkeit vom Abstand der Anlagenstandorte (Eigene Darstellung auf Basis der Datengrundlage aus [DWD14])

Durch eine Optimierung der Anlagenstandorte hinsichtlich geringer Korrelationen kann somit der Prognosefehler des Gesamtportfolios reduziert werden.

2.3.3 Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Innerhalb der Verbundvermarktung von Aggregatoren bieten Flexibilitätsoptionen eine Möglichkeit, Volumenrisiken dargebotsabhängiger Anlagen auszugleichen. Die informationstechnische Einbindung von steuerbaren DEA, flexiblen Lasten und Speichersystemen in das Leitsystem des Aggregators bietet dem Betreiber die Möglichkeit, Steuersignale an die Verbundanlagen zu übermitteln und Flexibilität abzurufen. Je nach Anlagentechnologie kann Flexibilitätspotential in positiver sowie negativer Richtung vorliegen (z. B. Hochregelung und Abregelung der Erzeugungsleistung, Lastaktivierung, Ein- und Ausspeicherung). Für den effizienten Einsatz der Flexibilitäten ist die korrekte Abbildung der jeweiligen Flexibilitätspotentiale in der Vermarktungsplanung notwendig. Dazu sind die betrieblichen Restriktionen der Anlagen zu berücksichtigen. Einschränkungen in der Flexibilität ergeben sich aus zwei Gründen [Koo16], [Pfe15], [r2b10]:

- **Technische Einschränkungen** beschreiben die technologiespezifischen Steuerungsgrenzen der Anlagen. Diese werden bestimmt durch die technische Auslegung der Anlagen. In erster Linie ist zu beachten, ob und mit welchen Einschränkungen positive bzw. negative flexible Leistung bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus sind Speicherkapazitäten sowie maximale Leistungsgradienten zu berücksichtigen.
- **Vorgaben des Anlageneigentümers** können die Flexibilität in der Steuerung durch den Direktvermarkter über die technischen Restriktionen hinaus einschränken. Dabei sind insbesondere Flexibilitätseinschränkungen zu beachten, die den Komfort in der Nutzung durch den Anlageneigentümer beeinflussen (insb. flexible Lasten). Daher muss die durch den Direktvermarkter genutzte Flexibilität um weitere Betriebsrestriktionen erweitert werden.

Neben den Betriebsrestriktionen können auch nachteilige finanzielle Konsequenzen, in Form von Mehrkosten, oder regulatorische Rahmenbedingungen das Flexibilitätspotential einschränken. Mehrkosten können bei Eingriff in den Anlagenbetrieb anfallen. Diese bedeuten allerdings keine grundsätzliche Einschränkung der Flexibilität, vielmehr müssen die finanziellen Konsequenzen bei Abruf der Flexibilität in der Vermarktungsplanung berücksichtigt werden [r2b10]. Relevante Regulatorische Rahmenbedingungen können in Abgaben und Umlagen bestehen, die sich maßgeblich aus Netzentgelten, der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer zusammensetzen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass einige Flexibilitäten, insbesondere Speicher und Power-to-Gas Anlagen von diesen Umlagen teilweise befreit sind. Für andere Flexibilitäten, die im Sinne des Gesetzes als Letztverbraucher eingestuft werden, gelten diese Befreiungen nicht. Für den Vergleich verschiedener

Flexibilitätstechnologien sind diese regulatorischen Kostenparameter zu beachten (EnWG §118, EEG §60) [BMJ18], [EEG17].

Dezentrale Erzeugungsanlagen

In der Direktvermarktung erneuerbarer Energien dominieren die Technologien Windkraft (On- und Offshore), PV sowie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf Basis von Biomasse. Diese Technologien sind 2018 für über 97% der direktvermarkteten erneuerbaren Energie verantwortlich. Ihnen wird zusätzlich ein hohes Wachstumspotential vorhergesagt [IRE18]. (Pumpspeicher-)Wasserkraftwerke bieten zwar grundsätzlich ein hohes Potential für Flexibilität, der Anteil von Wasserkraft in der Direktvermarktung ist allerdings gering (< 2%). Darüber hinaus sind die Standortpotentiale nahezu ausgereizt, wodurch kein Wachstum prognostiziert wird [Pro14]. Als Flexibilität für Aggregatoren spielt Wasserkraft daher nur eine untergeordnete Rolle.

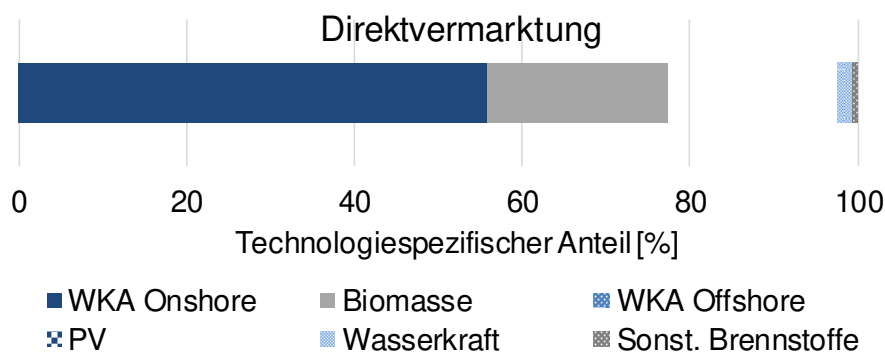


Abbildung 2-14: Direktvermarktete Energiemenge 2018 je Erzeugungstechnologie
(eigene Darstellung auf Basis von [ÜNB19])

Die Flexibilität von Windkraft- und PV-Anlagen ist aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit stark eingeschränkt. Eine Steigerung der Leistung über das wetterbedingte Dargebot hinaus ist nicht möglich. Eine Abregelung bis hin zur Abschaltung der Anlagen ist dagegen technisch möglich. Grundsätzlich sind damit allerdings finanzielle Nachteile verbunden, da die Energie aus diesen Anlagen ansonsten zu variablen Kosten nahe Null zur Verfügung steht [r2b10].

KWK-Anlagen sind, die notwendige IKT-Anbindung vorausgesetzt, innerhalb ihrer vollen Leistungsbandbreite steuerbar. Bei Kopplung der KWK-Anlage mit einer Wärmelast können Einschränkungen durch eine verpflichtende Wärmeversorgung auftreten. In diesem Fall muss die KWK-Anlage zusätzlich wie eine flexible Last betrachtet werden. Die Flexibilität von KWK-Anlagen wird darüber hinaus von deren thermischen und mechanischen Eigenschaften beeinflusst. Dabei sind zum einen Anfahrzeiten bei Leistungsgradienten zu beachten, zum anderen muss das Anlagenkonzept berücksichtigt werden. Bei Anlagen mit einem einzigen Aggregat kommt es beim Teillastbetrieb zu

verringerten Wirkungsgraden und damit erhöhten Betriebskosten. Dagegen ist Teillast bei Anlagen mit mehreren modular zusammenschaltbaren Aggregaten nahezu ohne Wirkungsgradverluste möglich, da die Aggregate einzeln in ihrem Wirkungsgradoptimum betrieben werden können [ASU10], [Sch10].

Flexible Lasten

Unter flexiblen Lasten lassen sich alle Verbraucher zusammenfassen, die eine zeitlich verschiebbare Last besitzen. Anders als Speichersysteme verfügen flexible Lasten nicht über die Möglichkeit die bezogene elektrische Energie in das Netz zurückzuspeisen. Die Bereitstellung positiver Flexibilität ist damit nur durch eine zeitweise Abregelung möglich. Die Flexibilität steigt mit dem Verschiebepotential der Last [Ste17], [Gra15], [Koo16], [Gra15].

Aus diesem Grund eignen sich insbesondere Technologien, welche Strombezug und Verbrauch durch einen Speicher zeitlich entkoppeln. Dabei können sowohl elektrische, thermische als auch stoffliche Speicher zum Einsatz kommen.

- **Thermische Speicher** kommen in Anlagen zur Wärme- und Kältebereitstellung (Power-to-Heat/P2H, Power-to-Cooling/P2C) zum Einsatz (z. B. Elektrospeicherheizungen, Wärmepumpen und Klimaanlage). Darüber hinaus können sie in KWK-Anlagen zur Schaffung von Flexibilität in der Deckung von Wärmelasten eingesetzt werden.
- **Stoffliche Speicher** nutzen Energieträger wie Wasserstoff und Methan zur langfristigen Energiespeicherung. Zur Umwandlung der elektrischen Energie in diese Energieträger kommen flexibel steuerbare Power-to-Gas Anlagen (P2G) zum Einsatz.
- **Elektrische Speicher** finden in der Elektromobilität Anwendung als flexible Lasten. Heutige Elektrofahrzeuge verfügen nicht über die technische Möglichkeit, Energie in das Stromnetz zurückzuspeisen. In zukünftigen Fahrzeugmodellen ist eine solche Erweiterung (Vehicle-to-Grid/V2G) aber denkbar.

Das Verschiebepotential flexibler Lasten ist insbesondere durch die jeweilige Speicherkapazität determiniert. Power-to-Gas Anlagen stellen einen Sonderfall dar. Für Anlagen, welche das erzeugte Gas ins Erdgasnetz einspeisen, besteht die Speicherkapazität in der Aufnahmefähigkeit des lokalen Netzes. Falls keine Methanisierung erfolgt, sondern die Anlage direkt Wasserstoff einspeist, ist

zusätzlich der maximal zulässige Wasserstoffanteil²⁴ zu berücksichtigen [DVG14]. Für Elektrolyse-Anlagen, welche den erzeugten Wasserstoff verkaufen, z. B. für industrielle Prozesse oder als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, kann die Speicherkapazität bei Annahme eines kontinuierlichen Abverkaufs des produzierten Wasserstoffs dagegen vernachlässigt werden. Eine ausreichend [Ago18].

Daneben sind flexible Lasten auch durch die verpflichtende Lastdeckung gekennzeichnet. Im Falle der P2H-Anlagen bestehen diese in der Einhaltung eines bestimmten Temperaturniveaus und damit der Bereitstellung einer vorgegebenen Energiemenge. Diese kann zeitlich variieren und ist von externen Faktoren wie der Außentemperatur abhängig.

Bei der Elektromobilität ist darüber hinaus die flexible Nutzung des Fahrzeugs durch den Kunden zu gewährleisten. Zum einen muss die Batterie zu jedem Fahrtbeginn ausreichend geladen sein, um die Durchführung der Fahrt zu ermöglichen. Zum anderen folgt das Fahrverhalten, anders als der Wärmebedarf von P2H-Anlagen, keiner Regelmäßigkeit. Daher muss zu jeder Zeit ein minimaler State-of-Charge (SOC) gewährleistet werden, um ungeplante Fahrten zu ermöglichen. Außerdem ergibt sich durch die nicht-stationäre Anwendung eine zeitliche Variabilität in der Speicherverfügbarkeit, da die Fahrzeuge nur während Pausenzeiten als flexible Lasten im Rahmen einer Direktvermarktung bereitstehen.

Aufgrund der geringen Leistung einzelner flexibler Lasten sowie der Einschränkungen durch die verpflichtende Lastdeckung, ist die Nutzung von Einzelanlagen im Rahmen der Direktvermarktung für einen Aggregator nicht zielführend. Flexible Lasten werden daher nur als Anlagenpool vermarktet. Dies ermöglicht die Summation der freien Speicherkapazitäten und Leistungen. Bei ausreichender Poolgröße kann außerdem eine statistische Verfügbarkeit der nicht-stationären Speicher gewährleistet werden [Pfe15].

Elektrische Speichersysteme

Speichertechnologien erlauben die Zwischenspeicherung elektrischer Energie sowie die Rückspeisung in das Stromnetz. Bei entsprechender Erweiterung um eine Vehicle-to-Grid Funktionalität lassen sich auch Elektrofahrzeuge als

²⁴ Als Grenze werden momentan 5 Vol.-% zugelassen, in Pilotprojekten wurde allerdings die technische Zulässigkeit eines Anteils von 10 Vol.-% gezeigt [DVG14].

elektrische Speichersysteme verwenden. Dabei sind die gleichen betrieblichen Restriktionen zu berücksichtigen wie beim Einsatz als flexible Last. Insbesondere die zeitliche Abhängigkeit der Speicherverfügbarkeit sowie die Berücksichtigung der Kundenansprüche schränkt den Betrieb als Batteriespeicher ein. Für stationäre Speichersysteme gelten diese Anforderungen größtenteils nicht. Eine Ausnahme dazu bildet die Eigenverbrauchsmaximierung im Fall von Heimbatteriespeichern. Aufgrund ihrer Größe und Modularität eignen sich insbesondere Batteriespeicher für eine stationäre, dezentrale Anwendung [Koo16], [Was15]. Für Batteriespeicher (z. B. Lithium-Ionen, Blei- sowie Flow-Batterien) gelten nur Restriktionen hinsichtlich der maximalen Ein- und Ausspeicherleistung, der Speicherkapazität sowie ggfs. Energiebedarfe aus der Eigenverbrauchsmaximierung. Abbildung 2-15 fasst die analysierten Flexibilitätspotentiale sowie die zu berücksichtigenden Betriebsrestriktionen abschließend zusammen.

		Flexibilitäts-potential		Technische Restriktionen				Kundenansprüche		
		Positiv	Negativ	Darbeits-abhängige Leistung	Leistungs-grenzen	Speicher-kapazität	Anfahrzeit/Teillast	Energie-bedarf	Mindest-SOC	Zeit-variabilität
Dezentrale Erzeugung	WKA	[-]	[○]	[x]	[x]					
	PV	[-]	[○]	[x]	[x]					
	KWK	[○]	[+]		[x]		[x]			
Flexible Lasten	P2G	[○]	[+]		[x]	[x]				
	P2H/P2C	[○]	[+]		[x]	[x]		[x]		
	E-Mobilität ohne V2G	[○]	[+]		[x]	[x]		[x]	[x]	[x]
Speicher	E-Mobilität mit V2G	[+]	[+]		[x]	[x]		[x]	[x]	[x]
	Batterie	[+]	[+]		[x]	[x]		[x]		

Restriktion nicht relevant
 Restriktion relevant
 Flexibilität
 Flexibilität eingeschränkt/ verursacht Mehrkosten
 Keine Flexibilität

Abbildung 2-15: Schematische Klassifizierung der Flexibilitätspotentiale

Aus der Analyse des Vermarktungsprozesses für Direktvermarkter erneuerbarer Energien resultieren folgende Verfahrensorderungen:

- Abbildung des zeitlichen Ablaufs in Form diskreter Handelsstufen
- Abbildung des Informationsstandes zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe
- Berücksichtigung der Marktanforderungen bzgl. handelbarer Produkte

Aus der quantitativen Analyse der Vermarktungsrisiken lassen sich folgende Anforderungen hinsichtlich der Modellierung von Szenarien ableiten:

- Verfahrensendogene Analyse der vorhandenen Preis- und Erzeugungsprognosen hinsichtlich ihrer spezifischen Prognosefehler
- Modellierung diskreter Szenarien unter Berücksichtigung von Korrelationen innerhalb und zwischen den Unsicherheitsfaktoren

Die Bewertung der analysierten Maßnahmen für Risikomanagement machen darüber hinaus folgende Verfahrenseigenschaften notwendig:

- Quantifizierung des Risikos innerhalb der Vermarktungsplanung mittels eines Risikomaßes in der Zielfunktion des Verfahrens
- Geschlossene Planung über alle Handelsstufen zur Berücksichtigung der Interdependenzen von Termin- und Spotmärkten
- Modularer Aufbau des Planungsverfahrens hinsichtlich des zu vermarktenden Anlagenverbundes sowie der Abbildung der betrieblichen Restriktionen der Anlagentechnologien

3 Methodischer Ansatz

Für das Verfahren der Vermarktungsplanung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung eines Risikomanagements werden zwei Modellkomponenten benötigt:

- Im Zentrum des Verfahrens steht die mathematische Optimierung der Vermarktung unter Unsicherheit.
- Zur adäquaten Abbildung der Unsicherheit ist die Modellierung von Szenarien notwendig, welche als Eingangsdaten der Vermarktungsoptimierung dienen.

Aus dem Stand des Wissens wird die stochastische Programmierung als geeigneter Methodischer Ansatz für die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit abgeleitet. Dies macht die Anpassung des prinzipiellen Aufbaus der stochastischen Programmierung auf den vorliegenden Anwendungsfall notwendig. Für die Abbildung der Unsicherheiten wird aufbauend auf den Anforderungen aus der Analyse der Prognosefehler eine geeignete Methodik zur Szenariogenerierung ausgewählt.

3.1 Ansatz der Stochastischen Programmierung

Die stochastische Programmierung stellt eine Erweiterung der (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung (GGLP) dar [Bir11]. Mathematisch weist die stochastische Programmierung die gleiche Struktur wie die GGLP auf (siehe Formulierung (3-1) - (3-3)). Ziel ist die Minimierung (Maximierung) des Zielfunktionswertes Z^{25} . Als Entscheidungsvariablen stehen die Variablen x zur Verfügung, wobei diese sowohl kontinuierlich als auch diskret definiert sein können. Die Nutzung diskreter Variablen erlaubt die Abbildung diskreter Entscheidungen, z. B. feste Leistungsstufen. Der Lösungsraum wird durch Nebenbedingungen eingeschränkt. Die Matrix A stellt die Nebenbedingungsmatrix und b den Vektor der Nebenbedingungsgrenzen dar.

$$\max Z(x) = c^T x \quad (3-1)$$

$$\text{u. d. N. } Ax \leq b \quad (3-2)$$

$$A \in \mathbb{R}^{m \times n}, c \in \mathbb{R}^n, x \in \mathbb{R}^n \vee x \in \mathbb{N}^n, b \in \mathbb{R}^m \quad (3-3)$$

²⁵ Für die Vermarktungsplanung ergibt sich das Problem intuitiv als Maximierung des Profits, weshalb im Folgenden die Notation als Maximierungsproblem gewählt wird.

Risikoneutrale Planung

In der Stochastischen Programmierung wird die Formulierung um die zufallsbehafteten Variablen (y), Zielfunktionskoeffizienten ($c(\omega)$) und Nebenbedingungen erweitert (vgl. Formulierung (3-4) - (3-6)). Die nicht-zufallsbehafteten Variablen x werden *first-stage* Variablen genannt, da diese vor Bekanntwerden der Ausprägung der Zufallsgröße ω bestimmt werden müssen. Im Gegensatz dazu sind die *second-stage* Variablen y in Abhängigkeit der Ausprägung von ω zu wählen [Sow16]. Jede *stage* stellt somit einen neuen Informationsstand im Entscheidungsprozess dar. Für die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit korrespondiert dies mit einem Update der Erzeugungs- bzw. Preisprognosen.

$$\max Z(x, y) = c^T x + E(c(\omega)^T y) \quad (3-4)$$

$$\text{u. d. N.} \quad Ax \leq b \quad (3-5)$$

$$Tx + W(\omega)y \leq h(\omega) \quad (3-6)$$

Durch die Erweiterung der Zielfunktion um einen zufallsbehafteten Anteil handelt es sich bei dem Zielfunktionswert um einen Erwartungswert. Bei einer Abbildung der Zufallsgröße ω durch eine Anzahl diskreter Szenarien S kann der Erwartungswert gemäß Gleichung (3-7) substituiert werden:

$$E(c(\omega)^T y) = \sum_{s=1}^S \rho_s \cdot c_s^T y_s \quad (3-7)$$

Der Zielfunktionswert resultiert damit als die Summe der gewichteten Zielfunktionswerte über alle Szenarien. Die Gewichtung erfolgt mittels der Eintrittswahrscheinlichkeit ρ_s .

Risikoaverse Planung

Die dargestellte Formulierung der Zielfunktion verfolgt die Maximierung des erwarteten Profits. Die Streuung des Profits über die Szenarien und damit das Risiko in der Vermarktungsplanung wird dagegen nicht berücksichtigt. Die Modellierung einer risikoaversen Planung erfordert daher die Integration eines Risikomaßes R , welches die Streuung des Profits in der Zielfunktion widerspiegelt. Insgesamt ergibt sich die Zielfunktion gemäß Gleichung (3-8). Der sogenannte Risikoaversionsparameter β gibt dabei das Trade-Off zwischen Erwartungswert und Risikomaß an. Je höher β , desto stärker wird das Risikomaß und desto weniger wird der Erwartungswert in der Planung gewichtet [Con10].

$$\max Z(x, y) = c^T x + (1 - \beta) \cdot E(c(\omega)^T y) - \beta R(c(\omega), y) \quad (3-8)$$

Mit $\beta \in [0,1]$

In der Literatur finden sich verschiedene Risikomaße [Kri12], [Qua08], [Roc02]. Abbildung 3-1 zeigt deren Funktionsweise schematisch anhand der Wahrscheinlichkeitsverteilung von normalverteilten Szenarioprofiten. Die Risikomaße Standardabweichung und Varianz, welche die Abweichung der Szenarioprofite vom Erwartungswert angeben, sind mathematisch vergleichsweise einfach und daher weit verbreitet [Kri12]. Die sogenannten Shortfallmaße berechnen dagegen die Wahrscheinlichkeit bzw. den Erwartungswert der Unterschreitung eines vorgegebenen Grenzprofits. Daneben werden in der Finanzmathematik die Konzepte des Value-at-Risk (VaR) sowie des darauf aufbauenden Conditional Value-at-Risk (CVaR) zur Bewertung von Risiko genutzt. Der VaR gibt den Szenarioprofit an, der mit der Wahrscheinlichkeit α eines vorgegebenen Konfidenzintervalls (z. B. 95%) nicht unterschritten wird. Bei nicht-normalverteilten Szenarioprofiten kann es unterhalb des Konfidenzintervalls zu hohen Risiken kommen (sog. „Fat-Tailed Risk“), die durch den VaR nicht gemessen werden können. Um zusätzlich den Betrag dieser Risiken unterhalb des VaR bewerten zu können, stellt der CVaR den Erwartungswert der $(1 - \alpha)$ schlechtesten Szenarien dar.

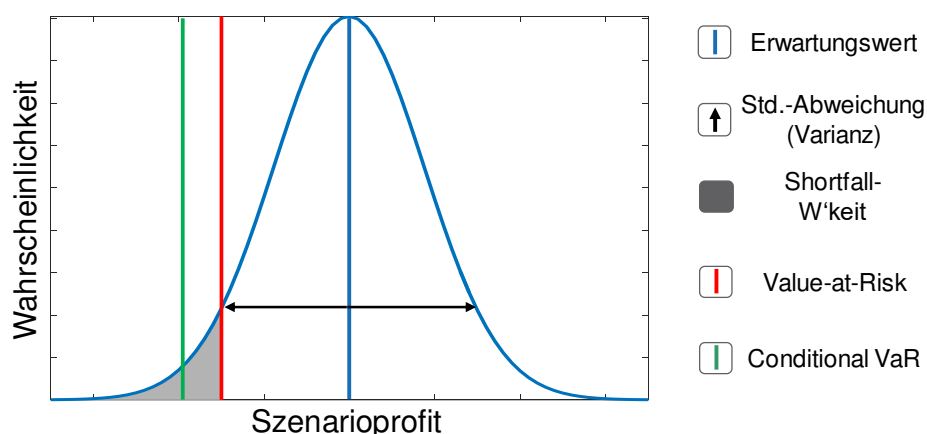


Abbildung 3-1: Darstellung der verschiedenen Risikomaße anhand einer schematischen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Szenarioprofite

Als wichtigste Eigenschaften von Risikomaßen werden die Einseitigkeit sowie die Kohärenz identifiziert [Qua08], [Doe06]. Einseitigkeit meint dabei die Definition von Risiko als ausschließlich negative Abweichung vom Erwartungswert. Kohärenz bezeichnet die Übereinstimmung des Risikomaßes mit der intuitiven menschlichen Risikoeinschätzung, welche sich in der Erfüllung der mathematischen Eigenschaften Monotonie, Translationsinvarianz, positive Homogenität und Subadditivität widerspiegelt. In Tabelle 3-1 ist die Bewertung

der Risikomaße hinsichtlich der Anwendung in der Vermarktungsplanung unter Unsicherheit zusammengefasst²⁶.

Tabelle 3-1: Bewertung der Risikomaße bzgl. der Anwendung in der Vermarktungsplanung

Risikomaß	Einseitigkeit	Kohärenz			
		Translationsinvarianz	Positive Homogenität	Monotonie	Subadditivität
Std-abw. (Varianz)	-	+	+	-	-
Shortfallmaße	+	+	+	+	-
Value-at-Risk	+	+	+	+	-
Conditional VaR	+	+	+	+	+

+ Kriterium erfüllt
- Kriterium nicht erfüllt

Aufbau des Planungsverfahrens

Aus der Analyse des Vermarktungsprozesses folgt ein mehrstufiger Planungsprozess mit sich ändernden Informationsständen in den einzelnen Planungsstufen. In einem Verfahren zur Vermarktungsplanung sind daher die unterschiedlichen Planungshorizonte sowie deren Informationsstände abzubilden. Dies kann grundsätzlich in Form eines rollierenden Planungsverfahrens umgesetzt werden, in welchem die Planungshorizonte nacheinander optimiert werden [Sch17]. Dabei werden die Entscheidungen der jeweiligen Planungshorizonte einzeln getroffen und zu einem Gesamtfahrplan zusammengefügt. Durch die separate Optimierung der einzelnen Planungshorizonte ist in der rollierenden Planung allerdings kein Vergleich von Vermarktungsoptionen zwischen den Planungshorizonten möglich. Die Bewertung von Interdependenzen zwischen Vermarktungsoptionen verschiedener Horizonte, beispielsweise die Auswirkung langfristigen Risikomanagements auf kurzfristige Unsicherheiten, ist damit nicht möglich. Dieser Vergleich ist aber für eine Bewertung von Maßnahmen des Risikomanagements, wie sie in dieser Arbeit erfolgt, erforderlich.

Es wird daher ein geschlossenes Planungsverfahren auf Basis der stochastischen Programmierung ausgewählt. Zur Bewertung des Risikos sowie zur Abbildung

²⁶ Eine ausführliche Beschreibung der Kohärenzeigenschaften sowie die Herleitung der Bewertung ist nicht Gegenstand dieser Dissertation. An dieser Stelle sei auf [Kri12] verwiesen.

risikoaverser Entscheidungen wird der Conditional-Value-at-Risk integriert, da nur dieser alle gestellten Anforderungen an ein Risikomaß erfüllt.

3.2 Methodik zur Szenariogenerierung

Die Abbildung der Vermarktungsunsicherheiten in der Stochastischen Programmierung erfordert die Modellierung diskreter Szenarien. Die Szenarien müssen dabei die statistischen Eigenschaften der jeweiligen Unsicherheitsfaktoren in einer diskreten Zeitreihe wiedergeben. Bei Betrachtung unterschiedlicher Unsicherheitsfaktoren umfasst ein Szenario jeweils eine Zeitreihe der verschiedenen Unsicherheitsfaktoren (vgl. Kapitel 2.2).

Bei der Szenariogenerierung ist daher zum einen ein Verfahren zur Erstellung der einzelnen Zeitreihen unter Berücksichtigung der statistischen Eigenschaften (Wahrscheinlichkeitsverteilung und Autokorrelation) notwendig. Zum anderen müssen die Zeitreihen zu Szenarien kombiniert werden, wobei die statistischen Abhängigkeiten zwischen den Zeitreihen (Kreuzkorrelation) adäquat abzubilden sind [Mor10b]. Die so generierten Szenarien stellen eine Stichprobe und damit eine Näherung der zugrundeliegenden Unsicherheitsfaktoren dar. Gemäß des „Gesetzes der großen Zahlen“ ist für eine gute Näherung eine ausreichende Stichprobengröße und damit Anzahl an erstellten Zeitreihen zu gewährleisten. Gleichzeitig steigt die Komplexität der stochastischen Programmierung näherungsweise quadratisch mit der Anzahl betrachteter Szenarien. Dies macht die Anwendung von Verfahren zur Szenarioreduktion notwendig, welche die Szenarioanzahl verringern, ohne die statistischen Eigenschaften signifikant zu verzerren [Con10], [Mor09]. Insgesamt sind drei Verfahrensschritte notwendig, in denen geeignete Methodiken auszuwählen sind:

- Zeitreihenmodellierung
- Zeitreihenkombination zu Szenarien
- Szenarioreduktion

Zeitreihenmodellierung

In der Zeitreihenmodellierung können verschiedene stochastische Prozesse eingesetzt und kombiniert werden, um das Verhalten der zugrundeliegenden Zeitreihe des Unsicherheitsfaktors abzubilden. Die Auswahl des passenden Zeitreihenmodells ist an die statistischen Eigenschaften des Unsicherheitsfaktors anzupassen [Wer14], [Bro11], [Wür06], [Bol86]. Abbildung 3-2 fasst den Auswahlprozess schematisch zusammen.

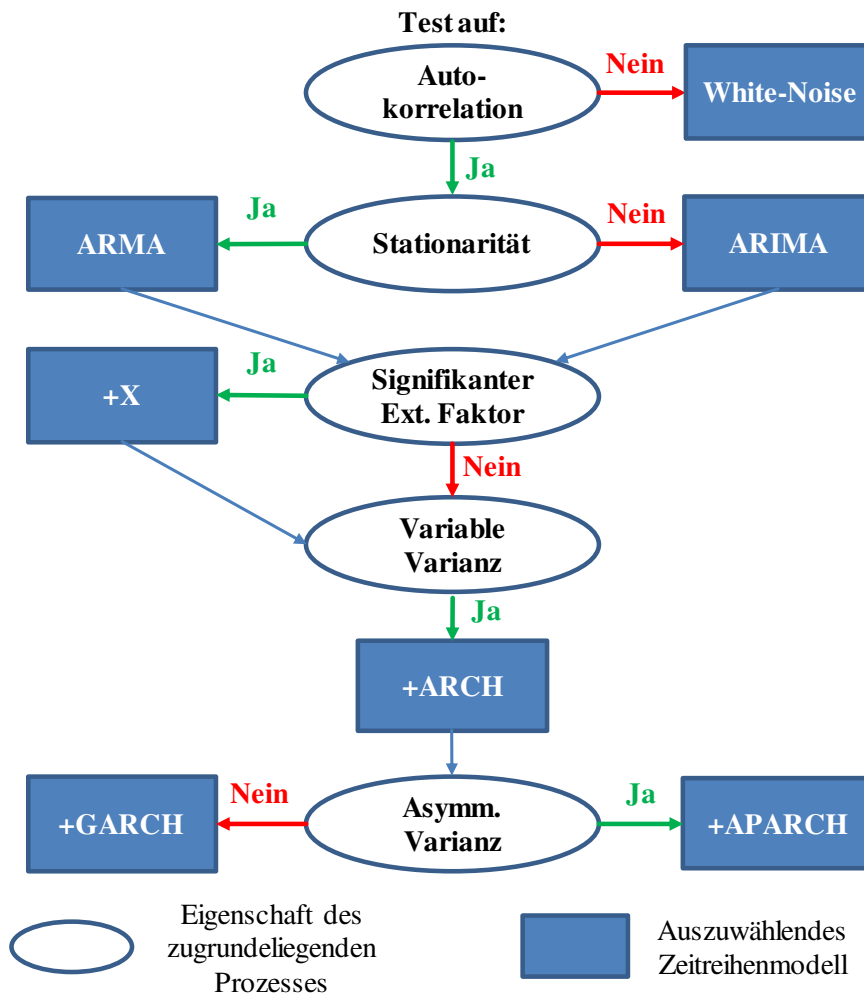


Abbildung 3-2: Auswahl eines Zeitreihenmodells. Eigene Darstellung auf Grundlage von [Wer14], [Bro11], [Wür06], [Bol86]

In erster Linie ist der Unsicherheitsfaktor auf Autokorrelation zu testen. Liegt keine Autokorrelation vor, sind die Zeitreihenwerte y_t stochastisch unabhängig und können durch Ziehen aus der Fehlerverteilung ermittelt werden (sogenanntes White-Noise/Weißes Rauschen). Bei den relevanten Unsicherheitsfaktoren der Vermarktungsplanung liegt im Allgemeinen Autokorrelation vor (vgl. Kapitel 2.2). In diesem Fall muss der White-Noise-Prozess mit AR-Prozessen (Auto-Regression) und MA-Prozessen (Moving-Average) zur Abbildung dieser Autokorrelation kombiniert werden. Die Gewichtung der einzelnen Prozesse erfolgt mittels eines Schätzverfahrens (z. B., Maximum-Likelihood, Kleinste-Quadrate), welches das Modellresiduum zwischen Modell und zugrundeliegender Zeitreihe minimiert. Das Modellresiduum ε_t stellt demnach den nicht durch AR- oder MA-Prozesse erklärbaren Anteil der Zeitreihe dar und wird als White-Noise modelliert.

Der resultierende ARMA-Prozess bildet den Einfluss der vergangenen Zeitreihenwerte y_{t-p} sowie der vergangenen Modellresiduen ε_{t-q} ab und lässt sich mathematisch gemäß Formel (3-9) formulieren.

$$y_t = \sum_{p=1}^P \alpha_p y_{t-p} + \sum_{q=1}^Q \beta_q \varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t, \quad t \in T \quad (3-9)$$

Die Koeffizienten α_p und β_q entsprechen den Gewichtungen der AR- und MA-Prozesse. Die Indizes p und q geben die Ordnung des ARMA-Prozesses an und ergeben sich aus der Analyse der Autokorrelations- bzw. partiellen Autokorrelationsfunktion der Zeitreihe. Bei der Auswahl der Ordnung muss der Trade-Off zwischen Minimierung der Modellresiduen und Parameteranzahl berücksichtigt werden. Das Hinzufügen zusätzlicher Parameter führt grundsätzlich zu einer Verringerung der Modellresiduen, kann aber zu einer Überbestimmtheit des Modells führen. Dadurch passt sich das Modell so stark auf den zugrundeliegenden Datensatz an, dass eine Anwendung auf andere Abschnitte der Zeitreihe verschlechtert wird („Overfitting“). ARMA-Modelle müssen daher gemäß dem Grundsatz der Sparsamkeit modelliert werden [Bro11]. Durch wiederholtes Ziehen des Modellresiduums wird der zufällige Anteil der Zeitreihe variiert und eine Zeitreihenschar erzeugt. Die ARMA-Anteile des Modells gewährleisten die Abbildung des autokorrelierten Verhaltens in allen Zeitreihen.

Aufbauend auf den ARMA-Prozessen existieren Anpassungen für spezifische Eigenschaften der Unsicherheitsfaktoren. Diese werden mittels statistischer Tests ermittelt. Die möglichen Anpassungen umfassen:

- **ARIMA – Auto-Regressive Integrated Moving Average:** Im Falle nicht-stationärer Prozesse lassen sich ARMA-Prozesse nicht anwenden. In diesem Fall wird die Stationarität durch eine Transformation des zugrundeliegenden Prozesses hergestellt. Dies geschieht im allgemeinen Fall durch eine mehrfache Differenzierung. Der differenzierte stationäre Prozess wird mittels ARMA-Prozessen modelliert. Im Anschluss erfolgt die Integrierung zur Abbildung des Ursprungsprozesses.
- **ARMAX – Auto-Regressive Moving Average mit Exogenen Faktoren:** Wenn im zugrundeliegenden Prozess signifikante Abhängigkeiten zu externen Faktoren außerhalb der eigenen Zeitreihe existieren, können diese in die ARMA-Prozesse aufgenommen werden. Der ARMA-Prozess erweitert sich gemäß Formel (3-10) um die gewichtete Abhängigkeit zum externen Faktor x .

$$y_t(x) = y_t + \sum_{r=1}^R \gamma_r x_{t-r}, \quad t \in T \quad (3-10)$$

- **ARCH-Typ Prozesse – Autoregressive Conditional Heteroskedasticity:** In ARMA-Prozessen wird eine konstante Varianz (Homoskedastizität) über den Verlauf der Zeitreihe angenommen. Wenn demgegenüber ein heteroskedastisches Verhalten vorliegt, beispielsweise bei saisonal variierenden Prognosegütern, kommen zusätzlich ARCH-Prozesse zum Einsatz. Diese modellieren eine zeitlich bedingte Varianz und integrieren diese in das Modellresiduum des ARMA-Prozesses. Das bedingte Modellresiduum η_t ergibt sich als Produkt des White-Noise-Prozesses ε_t mit der bedingten Varianz σ_t^2 (vgl. Gleichung (3-11)).

$$\eta_t = \varepsilon_t \sigma_t^2 \quad (3-11)$$

- In der generalisierten Form (**GARCH-Typ**) stellt sich die bedingte Varianz als gewichtete Summe der vergangenen quadrierten Modellresiduen ε_{t-i}^2 sowie bedingten Varianzen σ_{t-j}^2 dar (s. Gleichung (3-12)). Die Parameter λ_i und ϑ_j stellen die Gewichtungen der Modellschätzung dar. Wie auch bei ARMA-Modellen gilt bei der GARCH Erweiterung der Grundsatz der Sparsamkeit. In verschiedenen Untersuchungen hat sich hierbei das GARCH(1,1)-Modell als vorteilhaft gegenüber Modellen höherer Ordnung erwiesen [Han05].

$$\sigma_t^2 = \sum_{i=1}^I \lambda_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^J \vartheta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (3-12)$$

- In seltenen Fällen weist die Varianz darüber hinaus eine Asymmetrie in positive und negative Richtung auf. Dies lässt sich durch den asymmetrischen ARCH- (**APARCH-Typ**) Prozess abbilden. Durch Integration eines weiteren Koeffizienten sowie die Erweiterung des quadratischen Exponenten auf einen beliebigen Exponenten δ können auch asymmetrische Varianzen abgebildet werden.

Mithilfe des dargestellten Auswahlverfahrens kann, aufbauend auf der Analyse der statistischen Eigenschaften, ein geeignetes Zeitreihenmodell für jeden Unsicherheitsfaktor ausgewählt werden.

Zeitreihenkombination zu Szenarien

Zur Kombination der einzelnen Unsicherheitsfaktoren zu Gesamtszenarien kommen Zufallszahlen-Generatoren, in Form von Monte-Carlo Verfahren, zum Einsatz [Mül12], [Koc11], [Hei08]. Pro Unsicherheitsfaktor wird ein Wert aus der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsverteilung W gezogen und kombiniert. Durch eine hohe Anzahl an Ziehungen wird das „Gesetz der großen Zahlen“ erfüllt und

damit eine gute Näherung der einzelnen Wahrscheinlichkeitsverteilungen in den Gesamtszenarien gewährleistet.

Die Ziehung im Monte-Carlo Verfahren bezieht sich nur auf die Wahrscheinlichkeitsverteilung des einzelnen Unsicherheitsfaktors. Somit können grundsätzlich keine Kreuzkorrelationen abgebildet werden. In diesem Falle muss das Monte-Carlo Verfahren aus einer multidimensionalen Verteilung ziehen. Die Dimension richtet sich nach der Anzahl korrelierter Unsicherheitsfaktoren. Die multidimensionale Verteilung wird mithilfe der Kovarianzmatrix der Unsicherheitsfaktoren in das Monte-Carlo Verfahren einbezogen. Die Kovarianzmatrix von N Unsicherheitsfaktoren ist gemäß Gleichung (3-13) aus den paarweisen Kovarianzen der Unsicherheitsfaktoren definiert. Mit Gleichung (3-14) ergibt sich die Kovarianz aus dem Produkt der Korrelation der Standardabweichung der Unsicherheitsfaktoren. Somit spiegelt sich in der Kovarianzmatrix direkt die Kreuzkorrelation der Unsicherheitsfaktoren wider.

$$Cov(x_1, \dots, x_N) = \begin{pmatrix} Cov(x_1, x_1) & \dots & Cov(x_1, x_N) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Cov(x_N, x_1) & \dots & Cov(x_N, x_N) \end{pmatrix} \quad (3-13)$$

$$\text{Mit: } Cov(x_i, x_j) = corr(x_i, x_j) \cdot \sigma_i \sigma_j, \forall i, j \in [1, \dots, N] \quad (3-14)$$

Mittels der Cholesky-Zerlegung wird die Kovarianzmatrix in die untere Dreiecksmatrix A zerlegt (vgl. Gleichung (3-15)). Durch Multiplikation mit dem Zufallsvektor X , welcher die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Unsicherheitsfaktors repräsentiert, wird die korrelierte Verteilung Y ermittelt.

$$Cov = AA^T \quad (3-15)$$

$$Y = AX, \text{ mit } X \sim N(0,1) \quad (3-16)$$

Voraussetzung für die Anwendung der Cholesky-Zerlegung ist ein standardnormalverteilter Vektor X (s. Gleichung (3-16)). Im Allgemeinen folgen die Wahrscheinlichkeitsverteilungen W der Unsicherheitsfaktoren allerdings keiner Standard-Normalverteilung. Der standardnormalverteilte Vektor X wird daher durch Transformation mit der Transformationsvorschrift f ermittelt (s. Gleichung (3-17)).

$$X = f(W) \rightarrow W = f^{-1}(X) \quad (3-17)$$

Durch Rücktransformation wird die korrelierte Ausgangsverteilung W^{korr} bestimmt, welche in das Monte-Carlo Verfahren eingeht (s. Gleichung (3-18)).

$$W^{korr} = f^{-1}(Y) \quad (3-18)$$

Nach Durchführung der Cholesky-Zerlegung kann das Monte-Carlo Verfahren zur Bestimmung korrelierter Gesamtszenarien genutzt werden.

Szenarioreduktion

Grundprinzip der Szenarioreduktion ist die Aufteilung der Gesamtheit an Szenarien in Gruppen. Zu jeder Gruppe wird ein Szenario ausgewählt, welches die Gruppe repräsentiert und welchem die summierte Wahrscheinlichkeit aller Szenarien dieser Gruppe zugeordnet wird. Nur die repräsentativen Szenarios werden im Folgenden in der stochastischen Programmierung betrachtet. Eine optimale Aufteilung der Szenariogesamtheit zeichnet sich durch eine maximale Ähnlichkeit der Szenarios innerhalb einer Gruppe und eine maximale Unähnlichkeit der Gruppen untereinander aus.

Neben den Szenarioreduktionsverfahren, welche speziell für diesen Anwendungsfall entwickelt wurden, eignen sich auch Clusterverfahren (CV) für diese Aufgabe. Es existiert eine Vielzahl von Algorithmen. Dabei lassen sich grundsätzlich zwei Ansätze identifizieren [Bac18]:

- Verfahren, welche die Szenarien gemäß ihrer größten **Ähnlichkeit** zusammenfassen (im Folgenden Ähnlichkeitsbasiert). Dazu zählen die partitionierenden und hierarchisch agglomerativen Clusterverfahren sowie die rückwärtsgerichtete Szenarioreduktion.
- Verfahren, welche die Szenarien gemäß ihrer größten **Unähnlichkeit** unterteilen (im Folgenden Distanzbasiert). Diesen Ansatz verfolgen hierarchisch divisive Clusterverfahren und die vorwärtsgerichtete Szenarioreduktion.

Das grundsätzliche Ziel, repräsentative Szenarien zu erstellen, erfüllen alle diese Verfahren. Für den in dieser Arbeit betrachteten Anwendungsfall lassen sich darüber hinaus drei zusätzliche Kriterien für die Eignung der Ansätze identifizieren:

- Ein vertretbarer Rechenaufwand auch bei **starker Szenarioreduktion** ($Anzahl_{Szenariogruppen} \ll Anzahl_{Szenarien}$).
- Die Möglichkeit der **Vorgabe der Anzahl der Szenariogruppen** zur Gewährleistung handhabbarer Komplexität in der Stochastischen Programmierung.
- Die Fähigkeit zur **Verarbeitung unterschiedlicher Einheiten** (z.B. MW, €/MWh) zur Beurteilung der Ähnlichkeit von Szenarien, welche sowohl Erzeugungs- als auch Preisunsicherheiten einschließen.

In Abbildung 3-3 ist die Bewertung der Szenarioreduktionsverfahren hinsichtlich der aufgestellten Kriterien dargestellt [Bac18], [Hei03].

Verfahrens- ansatz	Algorithmus	Kriterien		
		Vorgabe der Gruppenanzahl	Verarbeitung unterschiedlicher Einheiten	Umgang mit starker Szenario- reduktion
Ähnlichkeits- basiert	Partitionierende CV	+	+	+
	Hierarchisch Agglomeratives CV	+	+	○
	Rückwärtsgerichtete Szenarioreduktion	+	+	-
Distanz- basiert	Hierarchisch Divisives CV	+	+	-
	Vorwärtsgerichtete Szenarioreduktion	+	+	○

+ Kriterium erfüllt
○ Kriterium teilweise erfüllt
- Kriterium nicht erfüllt

Abbildung 3-3: Bewertung der Szenarioreduktionsverfahren für den vorhandenen Anwendungsfall auf Basis von [Bac18], [Hei03]

Es zeigt sich, dass grundsätzlich alle Verfahren für den Anwendungsfall geeignet sind. Entscheidend für die Auswahl ist allein der Rechenaufwand bei starker Reduktion der Szenarien. Hier ist ein Vorteil der partitionierenden Clusterverfahren festzustellen. Diese beginnen bereits in der Initiallösung mit der angestrebten, bzw. vom Nutzer angegebenen, Anzahl an Gruppen und tauschen so lange Szenarien untereinander aus, bis die optimale Aufteilung erreicht wird. Bei den anderen Verfahren werden die Szenarien iterativ zu Gruppen zusammengefasst bzw. in Gruppen aufgeteilt. Die Anzahl an Iterationen wächst proportional zur Anzahl von Szenarien, woraus ein hoher zeitlicher Aufwand resultiert. In dieser Arbeit wird daher ein partitionierendes Clusterverfahren für die Szenarioreduktion verwendet.

4 Modellierung

Aus der Analyse ergibt sich die Notwendigkeit für eine Modellierung einer Vermarktungsplanung unter Abbildung von Unsicherheit sowie der Berücksichtigung von Risikomanagement. Als Methode wird die risikoaverse stochastische Programmierung gewählt. Die Abbildung von Unsicherheiten als stochastische Szenarien macht darüber hinaus eine Szenariogenerierung auf Basis von Zeitreihenmodellierung notwendig.

4.1 Übersicht des Modells

Abbildung 4-1 zeigt eine Übersicht des entwickelten Modells.

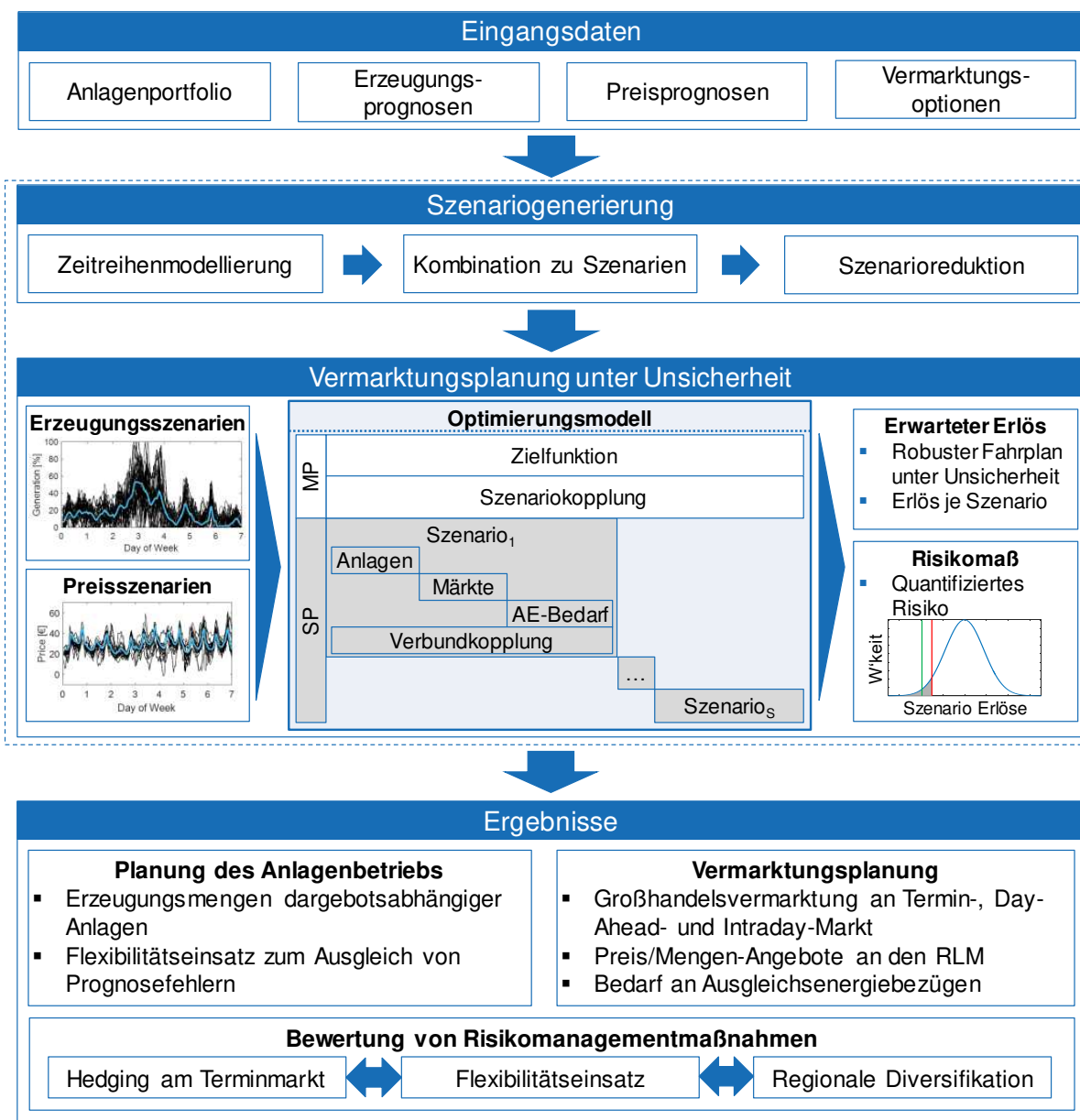


Abbildung 4-1: Übersicht des entwickelten Modells

Ziel des Modells ist die Bestimmung eines eindeutigen und robusten Einsatz- und Vermarktungsplans, wobei sowohl der erwartete Erlös maximiert als auch das Risiko der Planung minimiert werden. Das Ergebnis bildet die Grundlage für die Bewertung der Risikomanagementmaßnahmen in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien.

Im ersten Modellabschnitt werden die Szenarien zur Abbildung der Unsicherheit von Erzeugung und Preisen erstellt. Die korrekte Abbildung der statistischen Eigenschaften ist entscheidend für eine realitätsnahe Bewertung des Risikos in der darauffolgenden Vermarktungsplanung. Dazu gilt es, die dargestellte Methodik zur Szenariogenerierung auf die konkreten Eingangsdaten anzuwenden. Diese umfassen das Anlagenportfolio und verfügbare Vermarktungsoptionen des Aggregators sowie die extern bezogenen Prognosedaten.

Die generierten Szenarien, zusammen mit den Daten des Anlagenportfolios sowie den Marktdaten, bilden die Eingangsgrößen für die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit. Diese bildet den Kern des Modells und wird in Form eines stochastischen Optimierungsproblems der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung implementiert. Das Optimierungsproblem lässt sich in ein koordinierendes Master- sowie mehrere Subprobleme unterteilen.

- Innerhalb des **Masterproblems** (MP) wird die eindeutige Vermarktungsentscheidung unter Berücksichtigung aller Szenarien getroffen und daraus der erwartete Profit sowie das Risiko quantifiziert. Über die Integration des Risikomaßes in die Zielfunktion wird die Optimierung um die Minimierung des Risikos erweitert. Außerdem werden die Subprobleme über Kopplungsnebenbedingungen verbunden. Diese gewährleisten die Einhaltung der getroffenen Vermarktungsentscheidung durch den Einsatz der Verbundanlagen in allen Subproblemen (Szenarien).
- In den **Subproblemen** (SP) werden die Szenarien der Erzeugungs- und Preisunsicherheiten abgebildet. Dabei wird der optimale Einsatz der Anlagen sowie die Verwendung auf den verfügbaren Märkten bestimmt. Außerdem werden die Fahrplanabweichungen zwischen der eindeutigen Vermarktungsentscheidung und der tatsächlichen Erzeugung des jeweiligen Szenarios bestimmt und die benötigte Ausgleichsenergie berechnet.

Als Ergebnisse des Verfahrens resultieren der optimale Vermarktungsplan auf den zur Verfügung stehenden Märkten sowie die daraus resultierenden Erlöse in den Szenario-Subproblemen. Daraus lassen sich die Verteilung des Erlöses und

damit das Risiko ableiten. Sofern Risikomanagementmaßnahmen in der Planung berücksichtigt werden, kann die Effizienz dieser Maßnahmen bewertet werden.

Die Vermarktungsplanung kann um ein Verfahren zur Portfoliobewertung und –optimierung erweitert werden, um den Einfluss einer Anpassung des Anlagenportfolios auf das Risikomanagement zu untersuchen (z. B. Einfluss einer Integration von Flexibilitäten) [Thi19]. Im Rahmen dieser Dissertation ist die Portfoliobewertung und –optimierung mittels eines Genetischen Algorithmus umgesetzt. Das Modell zur Vermarktungsplanung unter Unsicherheit fungiert in diesem Fall als Subproblem des Genetischen Algorithmus. Der Genetische Algorithmus ist nicht Kernbestandteil dieser Dissertation, für genauere Informationen ist daher auf den Anhang verwiesen (vgl. Anhang A.3).

4.2 Szenariogenerierung

Die Modellierung der Szenarien erfolgt ausgehend von der Methodik in den drei Schritten Zeitreihenmodellierung, Kombination zu Szenarien und Szenarioreduktion (vgl. Kapitel 3.2). Die Ergebnisse der einzelnen Verfahrensschritte sind in Abbildung 4-2 schematisch für den Fall von zwei Unsicherheitsfaktoren dargestellt²⁷.

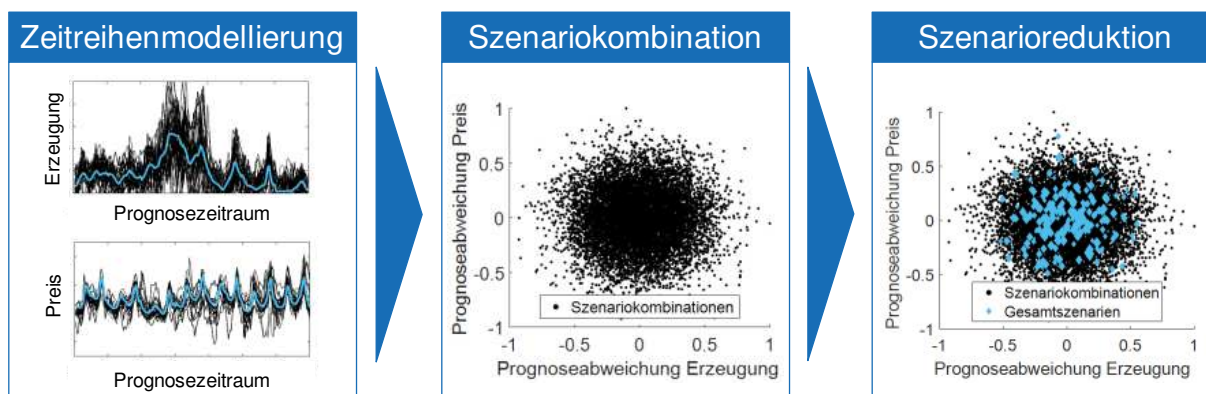


Abbildung 4-2: Schematische Übersicht der Verfahrensschritte der Szenariogenerierung im Fall von zwei Unsicherheitsfaktoren

Je nach betrachteten Anlagenportfolios und Märkten ändern sich die statistischen Eigenschaften der Unsicherheitsfaktoren, z.B. Auto- und Kreuzkorrelationen der Zeitreihen. Die Szenariogenerierung muss daher spezifisch für den betrachteten

²⁷ Bei Betrachtung zusätzlicher Unsicherheitsfaktoren erweitert sich die Darstellung um weitere Dimensionen.

Untersuchungsgegenstand erfolgen (insb. betrachtetes Anlagenportfolio und Märkte) und wird als automatisierter Prozess implementiert.

Als Grundlage der Modellierung werden Jahreszeitreihen der Unsicherheitsfaktoren mit einer stündlichen Auflösung verwendet. Dies ermöglicht die Berücksichtigung jahreszeitlicher Veränderungen in den Prognosefehlern von Erzeugung und Marktpreisen. Als Unsicherheitsfaktoren können die in Tabelle 4-1 dargestellten marktbezogenen und erzeugungsbezogenen Prognosefehler abgebildet werden. Dabei liegen den einzelnen Unsicherheiten Prognosen unterschiedlicher Prognosehorizonte zugrunde. Diese resultieren aus dem Informationsstand des Direktvermarkters während des Vermarktungsprozesses.

Tabelle 4-1: Marktpreis- und Erzeugungsunsicherheiten aufgeteilt nach Planungshorizonten

Planungshorizont	Erzeugungsunsicherheit	Markt-/Preisunsicherheit
Week-Ahead	keine	RL Grenzarbeitspreis
		RL Grenzleistungspreis
Day-Ahead	Windkrafterzeugung	Day-Ahead Spotpreis
	PV-Erzeugung	
Intraday	Windkrafterzeugung	Intraday Spotpreis
	PV-Erzeugung	

Innerhalb der Zeitreihenmodellierung wird eine Zeitreihenschar für jeden einzelnen Unsicherheitsfaktor erstellt. Die Modellierung erfolgt für den benötigten Prognosezeitraum, das heißt für das Planungsintervall der anschließenden Vermarktungsplanung. Anschließend erfolgt die Zusammenfügung aller Unsicherheitsfaktoren zu Szenariokombinationen. Innerhalb der Szenarioreduktion werden die Szenariokombinationen abschließend zu repräsentativen Gesamtszenarien zusammengefasst. Diese bilden die Eingangsdaten in der anschließenden Vermarktungsplanung.

4.2.1 Zeitreihenmodellierung

Die Basis der Zeitreihenmodellierung bildet der Auswahlprozess des Modelltyps (vgl. Abbildung 3-2). Dieser wird als automatisierter Ablauf implementiert und auf alle Unsicherheitsfaktoren angewendet (vgl. Abbildung 4-3).

Mit den historischen Prognose- und Messwerten werden zunächst die historischen Prognosefehler bestimmt, welche als Eingangsdaten für die Auswahl der

Modellordnung und die Schätzung des ARMA-Modells benötigt werden²⁸. Im Anschluss wird das ARMA-Modell zur Generierung der Einzelszenario-Zeitreihen und Wahrscheinlichkeiten verwendet. Grundsätzlich ist für die Auswahl des ARMA-Modells eine grafische Analyse der Zeitreihe bzw. deren (partielle) Autokorrelationsfunktion notwendig. Eine grafische Analyse verhindert allerdings die Automatisierung des Prozesses. Stattdessen wird auf die Anwendung verschiedener statistischer Tests und Kriterien zurückgegriffen²⁹, welche auf dem in der Zeitreihenmodellierung etablierten Box-Jenkins Verfahren basieren [Bro11].

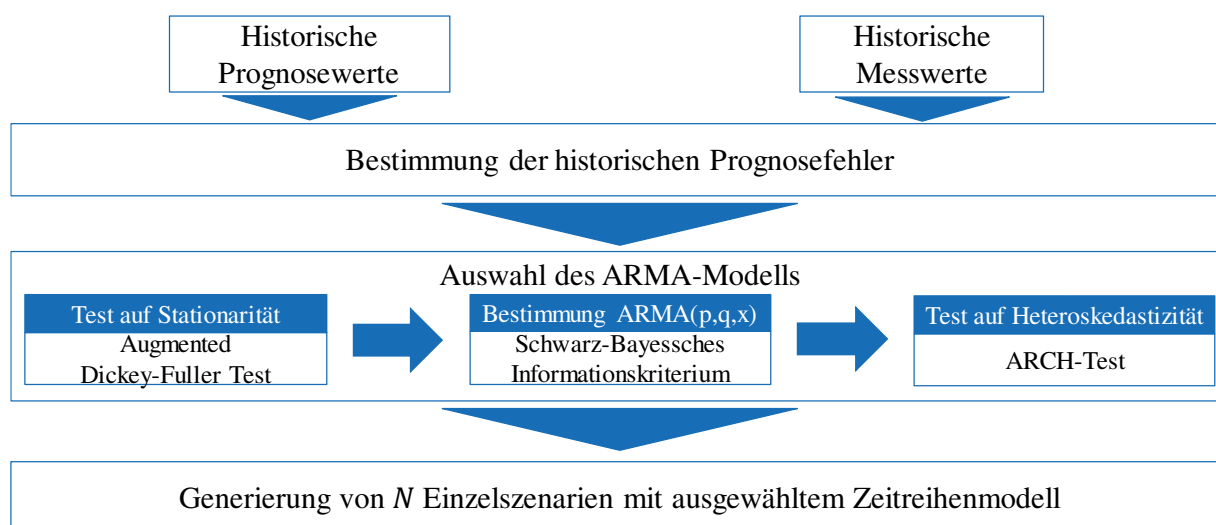


Abbildung 4-3: Ablaufschema des implementierten automatisierten Auswahlprozesses

Die Stationarität wird mittels des Augmented Dickey-Fuller Tests beurteilt. Resultiert der Nachweis einer Nicht-Stationarität, wird die Zeitreihe des Unsicherheitsfaktors zunächst durch Differenzierung in eine stationäre Zeitreihe transformiert.

Zur Bestimmung der Ordnung des ARMA(p,q,x)-Modells, wird das Schwarz-Bayessche Informationskriterium (SBIC) genutzt. Der Parameter x gibt dabei das Vorhandensein eines signifikanten exogenen Faktors an. Ziel dieses Kriteriums

²⁸ Die Nutzung historischer Daten fußt auf der Annahme keiner fundamentalen Änderungen der Wetter- oder Marktbedingungen und ist daher nur für Betrachtungszeiträume weniger Jahre zulässig.

²⁹ Die mathematische Herleitung der Tests ist nicht Bestandteil dieser Arbeit, dazu wird auf [Bro11] verwiesen.

ist die Bestimmung der ARMA-/ARMAX-Parameter, welche das Trade-Off zwischen Sparsamkeit und Modellgenauigkeit optimieren. Dazu wird die Gleichung (4-1) für alle Parameterkombinationen berechnet. Die Parameterkombination, welche das SBIC minimiert, wird für die Zeitreihenmodellierung verwendet.

$$SBIC = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{k}{T} (\ln T) \quad (4-1)$$

Eine Erhöhung der Parameteranzahl k verringert dabei zwar die Modellresiduen $\hat{\sigma}$ und damit den ersten Term des SBIC. Gleichzeitig wird jedoch der zweite Term gesteigert, indem k mit der Stichprobengröße der Zeitreihe T gewichtet wird. Parameter werden daher nur dann dem Modell hinzugefügt, wenn die Verringerung des ersten Terms die Steigerung des zweiten Terms übersteigt.

Grundsätzlich stehen in den verwendeten Jahreszeitreihen mit stündlicher Auflösung 8760 Parameter für AR-, MA- und jeden zu untersuchenden X-Anteil zur Modellierung zur Verfügung. Daraus würden eine Anzahl von mindestens 8760^2 (ca. 76 Mio.) Parameterkombinationen und damit ein nicht handhabbarer Rechenaufwand resultieren. Die durch das SBIC zu untersuchenden Parameterkombinationen müssen somit eingegrenzt werden. Es wird daher der Zeithorizont der Prognose für die unterschiedlichen Unsicherheitsfaktoren zugrunde gelegt, da nur innerhalb eines Prognosehorizonts eine zeitliche Korrelation der Fehler zu erwarten ist.

- Für Erzeugungsunsicherheiten liegt diese im Day-Ahead Bereich bei 24 Stunden.
- Für Preisprognosen werden in dieser Arbeit Week-Ahead Prognosen und damit ein Zeithorizont von 168 Stunden verwendet.

Die Auswahl exogener Faktoren wird mittels einer Korrelationsanalyse eingegrenzt. Dabei wird die Korrelation der Prognosefehler von Windkraft- und PV-Erzeugung und Spotmarktpreisen zu den jeweiligen Prognosen und Prognosefehlern sowie der Lastprognose untersucht (vgl. Anhang A.1). Es zeigt sich keine signifikante Korrelation größer 0,3 zu den exogenen Faktoren. Das Maximum ist zwischen Spotpreis-Prognosefehler und Lastprognosefehler festzustellen. Um die Zeitreihenmodellierung möglichst flexibel zu halten, wird der Lastprognosefehler dem Auswahlprozess des ARMA-Modells als exogener Faktor zur Verfügung gestellt.

Abschließend wird der ARCH-Test auf Heteroskedastizität durchgeführt. Fällt dieser positiv aus, wird das ARMA-Modell zur Darstellung der variierenden Varianz um ein GARCH(1,1)-Modell erweitert. Ein Test auf asymmetrische

Varianz, welche die Anwendung eines APARCH-Modells bedingen würde, wird nicht angewendet³⁰.

Mittels der ausgewählten Zeitreihenmodelle wird eine Schar aus N Zeitreihen jedes Unsicherheitsfaktors generiert (im Folgenden Einzelszenarien genannt). Der Parameter N kann vom Benutzer eingestellt werden, wobei jedoch die Erfüllung des Gesetzes der großen Zahlen zu berücksichtigen ist.

4.2.2 Szenariokombination

In der Szenariokombination wird das Monte-Carlo Verfahren auf die ermittelten Einzelszenarien angewendet. Innerhalb der Ziehung wird jeweils ein Einzelszenario jedes Unsicherheitsfaktors miteinander kombiniert. Die Implementierung des Monte-Carlo Verfahrens unterliegt folgenden Anforderungen:

- Beibehaltung der Autokorrelation der Einzelszenarien
- Berücksichtigung möglicher Kreuzkorrelationen bei der Kombination der Einzelszenarien
- Beibehaltung der Bandbreite an Prognoseabweichungen der Einzelszenarien

Dazu wird das Monte-Carlo Verfahren gemäß Abbildung 4-4 als automatisierter Ablauf implementiert.

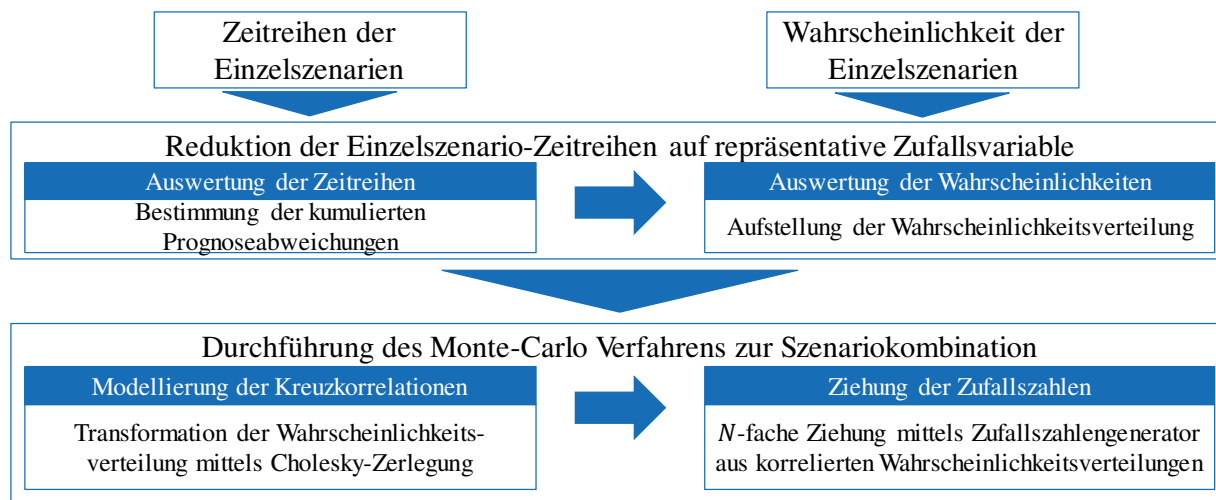


Abbildung 4-4: Ablaufschema des implementierten Monte-Carlo Verfahrens

³⁰ In Voruntersuchungen der im Rahmen dieser Arbeit relevanten Unsicherheitsfaktoren wurde keine asymmetrische Varianz festgestellt.

Monte-Carlo Verfahren eignen sich zur Ziehung von Zufallszahlen. Für die Beibehaltung der Autokorrelation in den Zeitreihen der Einzelszenarien ist allerdings die Ziehung der kompletten Zeitreihen notwendig. Dementsprechend müssen die Zeitreihen der Einzelszenarien auf repräsentative Zufallszahlen reduziert werden. Da der Fokus der Szenarien auf der Abbildung der Prognoseabweichungen liegt, wird dazu die kumulierte Prognoseabweichung der Zeitreihen genutzt. Die Zeitreihen werden auf ein Planungsintervall der Vermarktungsplanung (z. B. wöchentlich) aufgespalten und die kumulierte Prognoseabweichung je Intervallzeitreihe bestimmt. Das Monte-Carlo Verfahren wird anschließend iterativ für alle betrachteten Planungsintervalle durchgeführt:

- Zunächst erfolgt die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der kumulierten Prognoseabweichungen.
- Zur Berücksichtigung der Kreuzkorrelationen werden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen mit der Cholesky-Zerlegung in korrelierte Verteilungen transformiert.
- Mit einem Zufallszahlengenerator erfolgt die Ziehung von Zufallszahlen aus den korrelierten Verteilungen zu N Szenariokombinationen. Die Zufallszahlen repräsentieren dabei jeweils einen Wert der kumulierten Prognoseabweichung aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Als Ergebnis resultiert eine Menge von N gleichwahrscheinlichen Szenariokombinationen für jedes Intervall des Planungszeitraums. Diese besitzen je einen Wert aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung jedes Unsicherheitsfaktors.

4.2.3 Szenarioreduktion

Für die Anwendung in der stochastischen Vermarktungsplanung muss die Menge N der Szenariokombinationen auf eine geringere Anzahl k repräsentativer Gesamtszenarien reduziert werden. Aufbauend auf der Analyse der Methodik wird der kmeans-Algorithmus aus der Gruppe der Partitionierenden Clusterverfahren verwendet und entsprechend Abbildung 4-5 umgesetzt.

Das Clustering bei Vorliegen mehrerer Clusterkriterien erfordert die Normierung der Kriterien. Dies gewährleistet eine gleichmäßige Gewichtung aller Unsicherheitsfaktoren, welche jeweils ein Clusterkriterium darstellen. Vor dem Clustering erfolgt daher die Normierung der kumulierten Prognoseabweichungen auf das Intervall $I \in [0,1]$. Die Extremwerte der Prognoseabweichungen über alle N Szenarien werden dabei durch die Intervallgrenzen 0 und 1 ersetzt.

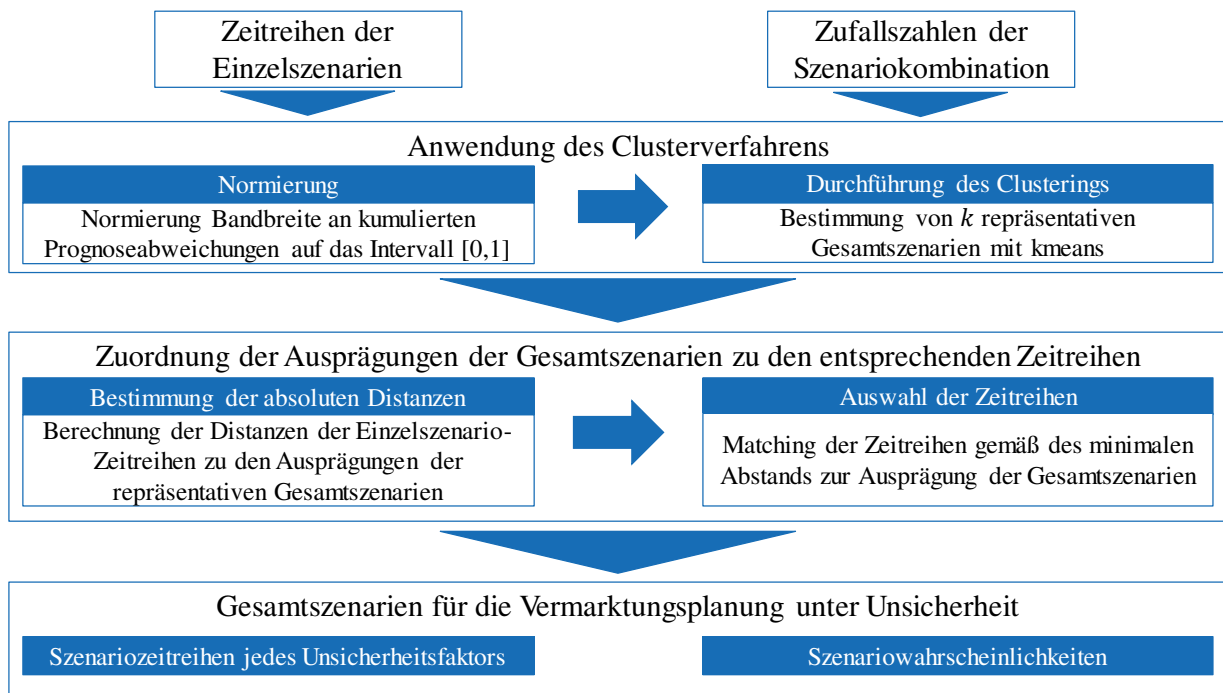


Abbildung 4-5: Ablaufschema der implementierten Szenarioreduktion

Aus der Anwendung des Clusterverfahrens resultieren k^{31} repräsentative Cluster, denen jeweils eine Anzahl der Szenariokombinationen zuzuordnen ist. Diese Anzahl spiegelt die Wahrscheinlichkeit der einzelnen Cluster wider. Zur Bestimmung der finalen Gesamtszenarien müssen die Ausprägungen der Cluster jeweils einer Zeitreihe der Einzelszenarien zugeordnet werden. Dazu werden die absoluten Distanzen zwischen den kumulierten Prognoseabweichungen der Clusterausprägungen und den Zeitreihen bestimmt. Die Auswahl der Zeitreihe erfolgt dann anhand des minimalen Abstands.

Insgesamt wird so jedem Gesamtszenario eine Zeitreihe jedes Unsicherheitsfaktors zugeordnet. Die Szenarioreduktion wird analog zur Szenariokombination für jedes Intervall des betrachteten Planungszeitraums iterativ wiederholt. Die erzeugten Gesamtszenarien sowie deren Eintrittswahrscheinlichkeiten dienen als Eingangsdaten der Vermarktungsplanung unter Unsicherheit.

³¹ Die angestrebte Anzahl repräsentativer Gesamtszenarien k kann durch den Nutzer flexibel parametrisiert werden

4.3 Masterproblem der Vermarktungsplanung

Insgesamt ist die Vermarktungsplanung als geschlossenes Optimierungsproblem formuliert. Die geschlossene Formulierung ermöglicht die Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen den einzelnen Planungsstufen sowie deren Auswirkungen auf das resultierende Risiko.

Es kann allerdings strukturell zwischen dem Masterproblem und den Subproblemen unterschieden werden. Im Masterproblem erfolgt die Koordination der Vermarktungsentscheidung über alle Szenarien hinweg. Es umfasst alle Modellkomponenten, welche szenarioübergreifend formuliert werden. In den Subproblemen sind alle szenariospezifischen Komponenten implementiert. Innerhalb des Masterproblems erfolgt daher die Formulierung der Zielfunktion, bestehend aus dem Erwartungswert des Profits und dem Risikomaß, sowie die Kopplung der Vermarktungsentscheidung (Einkauf/EK und Verkauf/VK) über alle Szenarien (s. Abbildung 4-6).

Aus der Analyse des Vermarktungsprozesses resultiert ein insgesamt wöchentliches Planungsintervall mit den Zeithorizonten Week-Ahead, Day-Ahead und Intraday. Zusätzlich erfolgt zum Lieferzeitpunkt die Abrechnung des Ausgleichsenergiebedarfs zum Ausgleich der verbleibenden Fahrplanabweichungen.

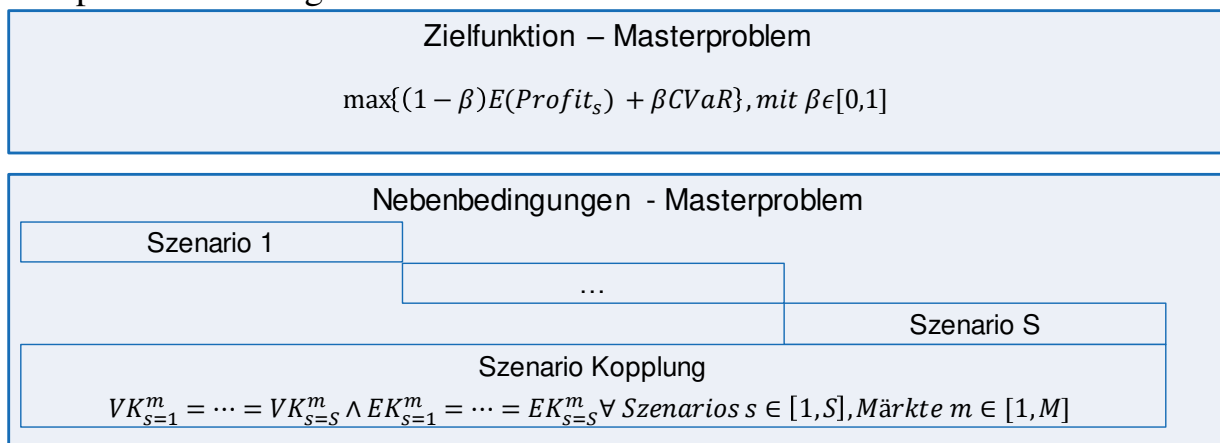


Abbildung 4-6: Formulierung des Gesamtproblems der Vermarktungsplanung unter Unsicherheit³²

Zum Zeitpunkt der Planung sind die Ausprägungen der Unsicherheitsfaktoren noch nicht bekannt. Stattdessen werden die Informationsstände des Aggregators

³² Zum besseren Verständnis der Szenariokopplung sind hier auch die Nebenbedingungsmatrizen der Szenarien dargestellt. Diese sind im Modell jedoch Teil der Subprobleme, nicht des Masterproblems.

in den einzelnen Planungshorizonten durch die Szenarien der Subprobleme antizipiert.

Ziel des Gesamtproblems ist die Bestimmung einer eindeutigen Vermarktungsentscheidung, die unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der jeweiligen Planungshorizonte die beste Lösung darstellt. Die optimale Vermarktungsentscheidung bedeutet in diesem Zusammenhang die Entscheidung über die Angebotsmenge auf den verfügbaren Märkten (vgl. Tabelle 4-2). Im Modell kann die Planung durch den Benutzer flexibel auf einzelne Märkte beschränkt oder um weitere Märkte erweitert werden.

Tabelle 4-2: Implementierte Vermarktungsoptionen der Vermarktungsplanung

m	Vermarktungsoption	Richtung
1	Day-Ahead Spotmarkt	Einkauf/Verkauf
2	Intraday Spotmarkt	Einkauf/Verkauf
3	Power Futures	Einkauf/Verkauf
4	Wind Power Futures	Verkauf
5	Regelleistung	Positiv/Negativ

Zur Abbildung risikoaverser Entscheidungen erfolgt in der Zielfunktion die Gewichtung von Szenarioprofiten und Risikomaß durch den Risikoaversionsparameter β . Je höher die Risikoaversion, desto stärker wird das Risikomaß innerhalb der Optimierung gewichtet. Der Erwartungswert des Profits ergibt sich gemäß Formel (4-2) als gewichtete Summe der Szenarioprofite $Profit_s$, wobei die Gewichtung ρ_s der Eintrittswahrscheinlichkeit der jeweiligen Szenarien entspricht.

$$E(Profit_s) = \sum_{s=1}^S \rho_s \cdot Profit_s \quad (4-2)$$

Die Implementierung des Conditional-Value-at-Risk ist in Formel (4-3) dargestellt [Ngu15]. Der CVaR ist in Abhängigkeit des Value-at-Risk (VaR) definiert (vgl. Kapitel 3.1). Für ein gegebenes $\alpha \in (0,1)$ repräsentiert der VaR das $(1 - \alpha)$ -Quantil der Verteilung der Szenarioprofite. Der CVaR wiederum stellt den Erwartungswert aller Szenarien unterhalb des VaR dar. Die relevanten Szenarien werden mithilfe der Hilfsvariable η_s identifiziert, indem die Differenz zwischen dem VaR und den Szenarioprofiten bestimmt wird. Für alle Szenarien, deren Profit den VaR überschreitet, wird die Hilfsvariable zu Null (vgl. Formel (4-4) - (4-5)).

$$CVaR = VaR - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s=1}^S \rho_s \eta_s \quad (4-3)$$

$$\eta_s \geq VaR - Profit_s \quad \forall s \in [1, S] \quad (4-4)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad \forall s \in [1, S] \quad (4-5)$$

Je weiter der CVaR vom Erwartungswert aller Szenarioprofite abweicht, desto riskanter ist die Vermarktungsentscheidung. Das minimale Risikoausmaß (Risiko von Null) ist erreicht, wenn CVaR und Erwartungswert identisch sind. Insgesamt wird somit eine Maximierung des CVaR angestrebt und die Differenz zwischen Erwartungswert und CVaR minimiert.

Die Nebenbedingungsmatrix des Masterproblems umfasst ausschließlich die Szenariokopplung. Die Nebenbedingungsmatrizen der Anlagen und Märkte sind in den Subproblemen formuliert, da sie szenariospezifischen Unsicherheiten (Erzeugungsmengen, Marktpreisen) unterliegen. Die Szenariokopplung gewährleistet die einheitliche Vermarktungsentscheidung über alle Szenarien und bildet die Planungsperspektive unter Unsicherheit ab (vgl. Gleichung (4-6) - (4-10)). Dabei werden in jedem Szenario die Einkaufsentscheidung EK und Verkaufsentscheidung VK - bzw. die Entscheidung über positive oder negative Regelleistung - gleichgesetzt. Die Szenariokopplung wird für jeden Zeitschritt t der Optimierung sowie für jeden verfügbaren Markt m formuliert.

$$EK_{t,s_i}^m = EK_{t,s_j}^m \quad (4-6)$$

$$VK_{t,s_i}^m = VK_{t,s_j}^m \quad (4-7)$$

$$pos_{t,s_i}^m = pos_{t,s_j}^m \quad (4-8)$$

$$neg_{t,s_i}^m = neg_{t,s_j}^m \quad (4-9)$$

$$\text{Mit: } s_i \wedge s_j \in [1, S], t \in [1, T], m \in [\text{Markt } 1, \text{Markt } M] \quad (4-10)$$

4.4 Subproblem der Vermarktungsplanung

Aufgrund der Unsicherheiten in Erzeugung und Marktpreisen sind sowohl der Anlageneinsatz als auch die Markterlöse szenariospezifisch und werden in den Subproblemen der Planung abgebildet. Innerhalb der Subprobleme erfolgt daher die eigentliche Einsatzplanung des Anlagenportfolios. Außerdem werden auf Grundlage der im Masterproblem festgelegten Vermarktungsentscheidung die Szenarioprofite bestimmt. Abbildung 4-7 stellt die grundsätzliche Formulierung der Subprobleme dar.

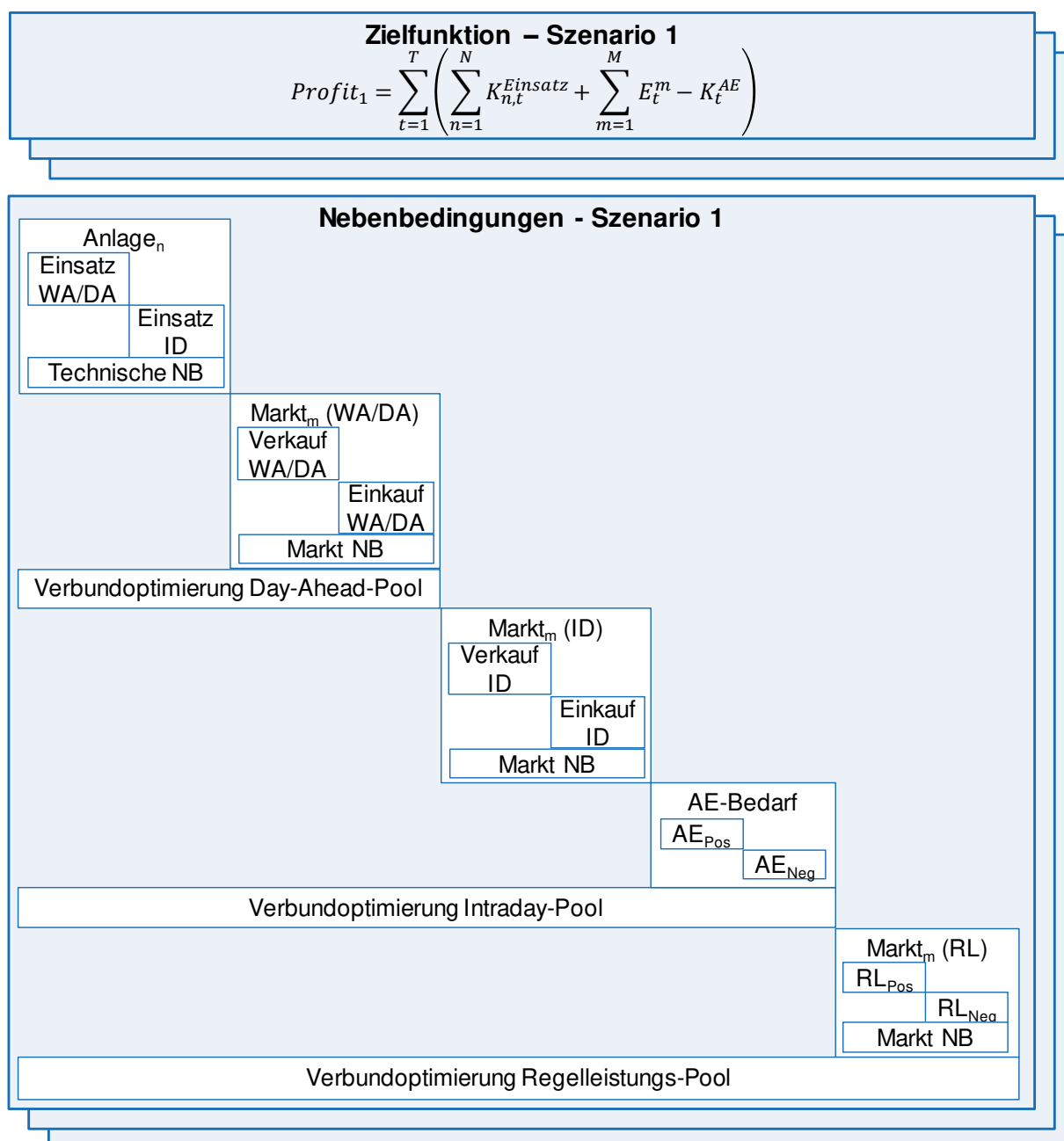


Abbildung 4-7: Formulierung der Subprobleme der Vermarktungsplanung unter Unsicherheit

Die Modellierung folgt einem Bottom-Up Ansatz, in dem jede Anlage des Portfolios sowie jeder verfügbare Markt als Submodell abgebildet werden. In jedem Submodell werden die jeweiligen anlagen- bzw. marktspezifischen Nebenbedingungen abgebildet. Die Modelle der Anlagen werden im Modell vollständig von der Vermarktungsentscheidung auf den einzelnen Märkten getrennt. Stattdessen erfolgt innerhalb der Anlagenmodelle nur die Berechnung der verfügbaren Leistung, die dem Aggregator für die Vermarktung zur Verfügung steht. Die Verbundoptimierung wird außerhalb der Anlagenmodelle durch Kopplungsnebenbedingungen abgebildet.

Die Modellbeschreibung der Subprobleme wird szenariospezifisch für alle Szenarien $s \in [1, S]$ implementiert. Zur Verbesserung der Übersichtlichkeit wird der Index s in den dargestellten Formeln vernachlässigt. Das Modell kann in viertelstündlicher oder stündlicher Auflösung für einen wöchentlichen Planungshorizont angewendet werden.

4.4.1 Modellierung der Verbundoptimierung

Die Aggregation der Einzelanlagen zum Verbund erfolgt in den Kopplungsnebenbedingungen. Dabei wird die Summe der verfügbaren Leistung aus den Anlagenmodellen zusammengefasst zum sogenannten Leistungspool. Die Leistung des Pools wird wiederum über weitere Kopplungsnebenbedingungen auf die Vermarktungsoptionen aufgeteilt.

Durch das Pooling kann in den Anlagenmodellen auf die Modellierung der einzelnen Vermarktungsoptionen verzichtet werden. Stattdessen wird der Beitrag zum Pool der einzelnen Anlage n im Zeitschritt t über die Variable $p_{n,t}^{Pool}$ abgebildet. Die Poolleistung $p_{Ges,t}^{Pool}$ ergibt sich aus der Summe der Anlagenleistungen und wird auf die einzelnen Vermarktungsoptionen m aufgeteilt (s. Gleichung (4-11)). Im Fall von Abweichungen zwischen Erzeugung und Vermarktung (z. B. durch Prognoseabweichungen) wird die Differenz durch Ausgleichsenergiebezug P_t^{AE} ausgeglichen.

$$\sum_{n=1}^N p_{n,t}^{Pool} = p_{Ges,t}^{Pool} = \sum_{m=1}^M (VK_t^m - EK_t^m) + P_t^{AE} \quad (4-11)$$

Die daraus resultierende Einsparung von Variablen und Nebenbedingungen gewährleistet die Skalierbarkeit des Optimierungsmodells auf große Anlagenportfolios. Darüber hinaus ist ein modularer Aufbau der Verbundoptimierung möglich, in welchem Änderungen in der Zusammenstellung des Anlagenportfolios oder in den betrachteten Märkten automatisiert in das Optimierungsmodell übernommen werden können.

Durch die Aktualisierung der Erzeugungsprognosen innerhalb des Vermarktungsprozesses ändert sich die verfügbare Poolleistung je nach Planungshorizont. Zusätzlich stellt die Bereitstellung von Regelleistung einen Sonderfall dar, weil hier Angebot und Abruf nicht identisch sein müssen. Die Auswirkungen einer Regelleistungsmarktteilnahme auf den Anlageneinsatz unterscheiden sich daher von denen einer Teilnahme an den Strommärkten. Somit muss die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten separat betrachtet werden. In jedem Subproblem ergeben sich dadurch ein Regelleistungspool (RL-Pool), ein Day-Ahead-Pool (DA-Pool) auf Grundlage des Day-Ahead Erzeugungsszenarios

und ein Intraday-Pool (ID-Pool) auf Grundlage des Intraday-Erzeugungsszenarios. Tabelle 4-3 fasst die Modellierung der Pools zusammen.

Tabelle 4-3: Modellierte Leistungspools zur Umsetzung des Vermarktungsprozesses

Pool	Märkte	Mengenszenario	Preisszenario
DA	Terminmarkt	Week-Ahead	Day-Ahead Spotpreis
	Day-Ahead Spotmarkt	Prognose &	
RL	Regelleistungsmärkte	Day-Ahead Szenario	Grenzeleistungspreis Grenzarbeitspreis
ID	Intraday Spotmarkt Ausgleichsenergie	Intraday Szenario	Intraday Spotpreis

Innerhalb der Pools erfolgt die Aufteilung der Poolleistung auf die einzelnen Vermarktungsoptionen. In der Vermarktungsentscheidung werden dabei die jeweiligen Preisszenarien berücksichtigt.

- Im **DA-Pool** wird auf Basis der Prognose sowie der Day-Ahead Erzeugungsszenarien ein erster vollständiger Fahrplan des Anlagenverbunds erstellt. Dabei wird zum einen die Mengenentscheidung auf dem Day-Ahead Spotmarkt getroffen, wobei die szenariospezifischen Spotpreise berücksichtigt werden. Zum anderen wird entschieden, ob die antizipierten Day-Ahead Unsicherheiten ein Hedging mit wöchentlichen Termingeschäften sinnvoll machen.
- Parallel dazu kann im **RL-Pool** Regelleistung angeboten werden, wobei sowohl der Grenzarbeits- als auch der Grenzeleistungspreis szenariospezifisch modelliert werden. Falls auch dargebotsabhängige Anlagen zur Regelleistungsbereitstellung genutzt werden, wird die Mengenentscheidung auf Grundlage der gesicherten Leistung getroffen.
- Der **ID-Pool** erlaubt eine Anpassung des Fahrplans auf aktualisierte Prognosen am Intradaymarkt zu den szenariospezifischen Intraday-Spotpreisen. Darüber hinaus wird die abschließende Saldierung der szenariospezifischen Erzeugungsmengen mit dem Vermarktungsplan abgebildet. Die Differenzmengen müssen entsprechend mit Ausgleichsenergie kompensiert werden.

Aufgrund der beschriebenen Besonderheiten der Regelleistungsmärkte erfolgt zunächst eine Beschreibung der Subprobleme ohne Regelleistungsbereitstellung. Im Anschluss wird separat auf die Erweiterung der Subprobleme um die Regelleistungsbereitstellung eingegangen.

4.4.2 Modellierung der Zielfunktion

Durch die Trennung von Anlagen- und Marktmodellen innerhalb der Verbundoptimierung können Erlöse und Kosten prinzipiell an beiden Stellen in die Zielfunktion integriert werden. In diesem Modell wird die Zielfunktion nach dem Verursacherprinzip aufgebaut. Das heißt, Erlöse und Kosten werden dort zugeordnet, wo sie entstehen. Erlöse und Kosten, die aus einer Vermarktung entstehen, werden dementsprechend der Zielfunktion der Marktmodelle zugeordnet. Demgegenüber werden Erlöse und Kosten, die aus dem Anlagenbetrieb entstehen, in die Zielfunktionen der Anlagenmodelle integriert. Durch dieses Vorgehen ist sichergestellt, dass keine Einträge doppelt in der Zielfunktion berücksichtigt werden.

Der Szenarioprofit $Profit_s$ setzt sich zusammen aus der Summe der szenariospezifischen Einsatzkosten/-erlöse $K_{n,t}^{Einsatz}$, der Vermarktungserlöse/-kosten E_t^m sowie der Ausgleichsenergiekosten K_t^{AE} . Die Variablenindizes geben dabei die Anlagenmodelle n , die Marktmodelle m sowie die Zeitschritte t an (vgl. Gleichung (4-12)).

$$Profit_s = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N K_{n,t}^{Einsatz} + \sum_{m=1}^M E_t^m - K_t^{AE} \right) \quad (4-12)$$

Zielfunktion des Anlageneinsatzes

Innerhalb der Anlagenmodelle werden Betriebskosten $c_{n,t}^j$ sowie alle nicht vermarktungsbedingten Erlöse $e_{n,t}^j$ abgebildet (vgl. Gleichung (4-13)). Der Index j bezeichnet hierbei die Betriebsvariable $x_{n,t}^j$ der Anlage. Betriebskosten entstehen beispielsweise aufgrund von Brennstoffkosten für KWK-Anlagen. Nicht-vermarktungsbedingte Erlöse sind dagegen z. B. für Deckung einer Last oder für Bezug von Marktprämie anzusetzen.

$$K_{n,t}^{Einsatz} = \sum_{j=1}^J (e_{n,t}^j - c_{n,t}^j) \cdot x_{n,t}^j \quad (4-13)$$

Zielfunktion von Stromvermarktung und Ausgleichsenergiebezug

Die Vermarktungserlöse bestimmen sich gemäß Gleichung (4-14) aus der Multiplikation der gehandelten Ein- und Verkaufsmenge mit den szenariospezifischen Preisszenarien e_t^m des Marktes m . Differenzen zwischen Erzeugung und Vermarktung werden, wie in Gleichung (4-11) beschrieben, durch Ausgleichsenergiebezug kompensiert, für den Kosten in Höhe der Ausgleichsenergiepreise c_t^{AE} anfallen (vgl. Gleichung (4-15)).

$$E_t^m = e_t^m (VK_t^m - EK_t^m) \quad (4-14)$$

$$K_t^{AE} = c_t^{AE} P_t^{AE} \quad (4-15)$$

4.4.3 Anlagenmodellierung

Inwieweit die einzelnen Anlagen an den Pools teilnehmen können, wird in den Anlagenmodellen über die Poolingvariablen ($p_{n,t}^{DA}, p_{n,t}^{ID}$) zum Zeitpunkt t für Anlage n modelliert. Dazu werden die analysierten Betriebseinschränkungen der unterschiedlichen Anlagentechnologien implementiert (vgl. Kapitel 2.3.3).

Leistungsgrenzen flexibler Anlagen

Die Leistungsbereitstellung der Anlagen $p_{n,t}^{Einsatz}$ wird durch die Leistungsgrenzen P_n^{max} nach oben und P_n^{min} nach unten beschränkt (vgl. Ungleichung (4-16)). Die Maximalleistung ergibt sich im Allgemeinen aus der installierten Leistung. Die Minimalleistung wird für Erzeugungsanlagen allgemein zu Null angenommen, für Speicher jedoch zu der maximalen Einspeicherleistung. Flexibel steuerbare Anlagen können gleichzeitig an den verschiedenen Pools teilnehmen, solange die Leistungsgrenzen insgesamt eingehalten werden (vgl. Gleichung (4-16) - (4-17)).

$$P_n^{min} \leq p_{n,t}^{Einsatz} \leq P_n^{max} \quad (4-16)$$

$$\text{Mit: } p_{n,t}^{Einsatz} = p_{n,t}^{DA} + p_{n,t}^{ID} \quad (4-17)$$

Leistungsgrenzen dargebotsabhängiger Anlagen

Bei dargebotsabhängigen Anlagen wird die bereitgestellte Leistung zusätzlich durch das Erzeugungsszenario eingeschränkt. Für den DA-Pool ist der Einsatz daher durch das Day-Ahead-Erzeugungsszenario P_n^{DA} , für den ID-Pool durch das Intraday-Szenario P_n^{ID} beschränkt.

Innerhalb der Day-Ahead Planung kann der Aggregator Leistung für die Vermarktung zurückhalten, um bessere Preise am Intradaymarkt zu nutzen ($p_{n,t}^{shiftToID}$). Die Entscheidung über die Teilnahme am DA-Pool ergibt sich damit gemäß Gleichung (4-18).

$$p_{n,t}^{DA} + p_{n,t}^{shiftToID} = P_n^{DA} \quad (4-18)$$

Die Teilnahme am ID-Pool hängt zum einen von der Differenz zwischen ID- und DA-Erzeugungsszenario sowie der zurückgehaltenen Leistung der Day-Ahead Stufe ab. Zum anderen hat der Aggregator die Möglichkeit die Anlage flexibel abzuregeln ($p_{n,t}^{Abr}$), z. B im Falle negativer Preise oder zur Verhinderung von Ausgleichsenergie. Für die Teilnahme am ID-Pool wird Gleichung (4-19) implementiert.

$$p_{n,t}^{ID} + p_{n,t}^{Abr} = P_n^{ID} - P_n^{DA} + p_{n,t}^{shiftToID} \quad (4-19)$$

Anfahrzeiten und Teillastbetrieb

Im Betrieb von KWK-Anlagen müssen zusätzlich Restriktionen bzgl. Anfahrzeiten und Betrieb in Teillast (TL) berücksichtigt werden, welche die flexible Steuerung der Erzeugungsleistung einschränken. Anfahrzeiten schränken grundsätzlich die möglichen Leistungsgradienten zwischen den Optimierungszeitpunkten ein. Die Anfahrzeiten bis zur Nennleistung liegen für dezentrale KWK-Anlagen im Bereich einiger Minuten [Wel16]. In der Vermarktungsplanung mit einer Auflösung von mindesten 15 Minuten können diese vernachlässigt werden. Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb beeinflussen dagegen die Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätseinsatzes und müssen in der Planung berücksichtigt werden. Sie werden über k binäre Teillastbereiche b_k^{TL} abgebildet. Die vermarktbare Leistung $p_{n,t}^{KWK}$ ergibt sich nach Gleichung (4-20) - (4-21) und kann auf die Pooling-Variablen aufgeteilt werden. Über die Kopplung der Binärvariablen in Ungleichung (4-22) wird gewährleistet, dass in jedem Zeitschritt nur ein Teillastbereich gewählt wird.

$$p_{n,t}^{DA} + p_{n,t}^{ID} = p_{n,t}^{KWK} = \sum_{k=1}^K p_k \cdot b_{k,t}^{TL} \quad (4-20)$$

$$\text{Mit } p_k = k \cdot \frac{P_n^{max}}{K}, b_{k,t} \in \{0,1\} \quad (4-21)$$

$$\sum_{k=1}^K b_{k,t}^{TL} \leq 1 \quad (4-22)$$

Jedem Teillastbereich wird ein spezifischer TL-Wirkungsgrad η_k^{TL} zugeordnet, worüber in der Zielfunktion die Brennstoffkosten des jeweiligen Teillastbereichs $c_{n,t}^j$ bestimmt werden (vgl. Kapitel 4.4.2).

Speicherkapazität

Die Flexibilität von Anlagen, welche einen elektrischen, stofflichen oder thermischen Speicher besitzen, hängt maßgeblich von der verfügbaren Speicherkapazität ab. Der Speicherzustand $SOC_{n,t}$ darf dabei zu keinem Zeitpunkt

t die maximale Kapazität SOC_n^{max} überschreiten oder die minimale Kapazität SOC_n^{min} unterschreiten (vgl. Ungleichung (4-23)).

$$SOC_n^{min} \leq SOC_{n,t} \leq SOC_n^{max} \quad (4-23)$$

Die Speicherzustand zu einem beliebigen Zeitpunkt $t^* \in [1, T]$ ergibt sich aus der Differenz der Ein- und Ausspeichervorgänge ($p_{n,t}^{Ein}, p_{n,t}^{Aus}$) bis zu diesem Zeitpunkt plus dem Anfangszustand $SOC_{n,0}$. Die Leistung der Ein- und Ausspeichervorgänge wird innerhalb des Modells immer als elektrische Leistung definiert. Für die Bestimmung des elektrischen, stofflichen oder thermischen Speicherzustands ist die Multiplikation mit dem jeweiligen Wirkungsgrad ($\eta_n^{el}, \eta_n^{st}, \eta_n^{th}$) notwendig (s. Gleichung (4-24) - (4-26)).

$$SOC_{n,T}^{el} = \eta_n^{el} \cdot \left(\sum_{t=1}^T p_{n,t}^{Ein} - p_{n,t}^{Aus} \right) + SOC_{n,0}^{el} \quad (4-24)$$

$$SOC_{n,T}^{st} = \eta_n^{st} \cdot \left(\sum_{t=1}^T p_{n,t}^{Ein} - p_{n,t}^{Aus} \right) + SOC_{n,0}^{st} \quad (4-25)$$

$$SOC_{n,T}^{th} = \eta_n^{th} \cdot \left(\sum_{t=1}^T p_{n,t}^{Ein} - p_{n,t}^{Aus} \right) + SOC_{n,0}^{th} \quad (4-26)$$

Die Ein- und Ausspeichervorgänge resultieren gemäß Gleichung (4-27) aus der Teilnahme der Speichereinrichtungen an den Leistungspools oder, im Falle flexibler Lasten, aus der Leistungsabgabe $p_{n,t}^{Last}$ zur Verbrauchsdeckung der Anlage.

$$p_{n,t}^{Aus} - p_{n,t}^{Ein} = p_{n,t}^{DA} + p_{n,t}^{ID} + p_{n,t}^{Last} \quad (4-27)$$

Gleichzeitig muss für bidirektionale Speicher in jedem Zeitschritt eine eindeutige Speicherrichtung gewährleistet werden, um widersprüchliches Verhalten durch gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern auszuschließen. Dazu werden die Binärvariablen $b_{n,t}^{Ein}$ und $b_{n,t}^{Aus}$ hinzugefügt, welche die gewählte Speicherrichtung im Zeitpunkt t angeben. Gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern wird durch Anwendung der Big-M Methode gemäß den Ungleichungen (4-28) - (4-30) verhindert.

$$p_{n,t}^{Aus} - M \cdot b_{n,t}^{Aus} \leq 0 \quad (4-28)$$

$$p_{n,t}^{Ein} - M \cdot b_{n,t}^{Ein} \leq 0 \quad (4-29)$$

$$b_{n,t}^{Aus} + b_{n,t}^{Ein} \leq 1, \text{ mit } b_{n,t}^{Aus}, b_{n,t}^{Ein} \in \{0,1\} \quad (4-30)$$

Energiebedarf der Last

Die Leistungsabgabe $p_{n,t}^{Last}$ zur Verbrauchsdeckung wird durch das Lastprofil der Verbraucher determiniert. Die Vermarktung einzelner flexibler Lasten ist aus Sicht eines Aggregators aufgrund der geringen Leistung nicht. Flexible Lasten werden daher zu einem Pool aggregiert und innerhalb der Planung als Anlagenpool gesteuert. Die Last des Anlagenpools zum Zeitpunkt t wird aus der Summe der elektrischen oder thermischen Einzellasten $d_{i,t}$ bestimmt. Für P2H-Anlagen werden zur Planung die historischen Wärmeprofile verwendet. Die Umrechnung der Wärmelast wird mittels des thermischen Wirkungsgrad η_i^{th} durchgeführt. Im Fall der Elektromobilität werden die Lastprofile aus Daten zu statistischem Fahrverhalten bestimmt [Str18]. Die Gesamtlast ergibt sich gemäß Gleichung (4-31).

$$p_{n,t}^{Last} = \begin{cases} \sum_{i=1}^I \frac{1}{\eta_i^{th}} d_{i,t}^{th} & \text{für thermische Lasten} \\ \sum_{i=1}^I d_{i,t}^{el} & \text{für elektrische Lasten} \end{cases} \quad (4-31)$$

Minimaler SOC & Zeitvariabilität

Die Elektromobilität stellt einen Sonderfall unter den flexiblen Lasten dar, da die Mobilitätsanforderungen eine Nicht-Stationarität der Speicher bedingen. Daraus ergibt sich für jedes Fahrzeug die Anforderung eines möglichst hohen Ladezustands zu Beginn jeder Fahrt. Aus Sicht des Aggregators bringt dies darüber hinaus eine Zeitvariabilität der Flexibilität mit sich. Zeitvariabilität meint in diesem Zusammenhang eine Abhängigkeit der maximalen Speicherleistung sowie der Speicherkapazität von der Anzahl der zum Zeitpunkt t am Stromnetz angeschlossenen Fahrzeuge. Die Statusvariable $s_{i,t}$ gibt dabei den Status des Fahrzeugs i zum Zeitpunkt t an. Gleichung (4-32) - (4-34) zeigt die Berechnung der variablen Speichergrenzen des Elektromobilitäts-Pools.

$$-P_{n,t}^{min} = P_{n,t}^{max} = \sum_{i=1}^I s_{i,t} \cdot P_i \quad (4-32)$$

$$SOC_{n,t}^{max} = \sum_{i=1}^I s_{i,t} \cdot SOC_i^{max} \quad (4-33)$$

$$\text{Mit: } s_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{Fahrzeug } i \text{ im Zeitpunkt } t \text{ angeschlossen} \\ 0 & \text{Fahrzeug } i \text{ im Zeitpunkt } t \text{ unterwegs} \end{cases} \quad (4-34)$$

Aus der Anforderung eines ausreichenden Ladezustands zu Beginn jeder Fahrt resultiert darüber hinaus eine Anforderung an die untere Grenze der

Speicherkapazität des Fahrzeugpools. Dabei wird die konservative Abschätzung getroffen, dass jedes Fahrzeug zu jedem Fahrtbeginn eine vollgeladene Batterie haben soll. Es muss zu jedem Zeitpunkt mindestens die Speicherkapazität der wegfahrenden Fahrzeuge im Pool vorhanden sein. Die untere Speichergrenze zum Zeitpunkt t wird demzufolge aus der Anzahl der zum Zeitpunkt t wegfahrenden Fahrzeuge wf_t und deren Batteriekapazität SOC_i^{max} bestimmt (vgl. Gleichung (4-35)).

$$SOC_{n,t}^{min} = wf_t \cdot SOC_i^{max} \quad (4-35)$$

Die insgesamt verfügbare zeitabhängige Flexibilität aus oberer und unterer Speichergrenze ist exemplarisch in Abbildung 4-8 als blau schraffierte Fläche dargestellt.

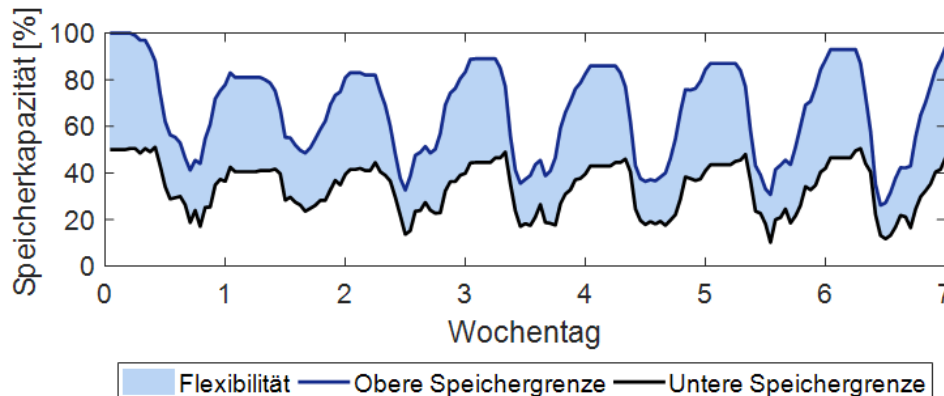


Abbildung 4-8: Exemplarische Zeitvariable Flexibilität eines Elektromobilitäts-Pools

4.4.4 Modellierung der Vermarktungsoptionen

Aus der Analyse der Marktspezifikationen resultieren die Nebenbedingungen für die Teilnahme des Aggregators an den Vermarktungsoptionen (vgl. Kapitel 2.1.2):

- Mindestangebotsmengen
- Diskrete Angebotsinkremente
- Produktzeitscheiben

Mindestangebotsmengen

Mindestangebotsmengen können in der gemischt-ganzzahligen Optimierung durch Semi-Kontinuierliche Variablen abgebildet werden. Für die Einkaufs- oder Verkaufsmenge (EK_t^m, VK_t^m) auf dem Markt m mit der Mindestangebotsmenge b_{min} gilt in diesem Fall Ungleichung (4-36) bzw. (4-37).

$$EK_t^m \geq b_{min} \vee EK_t^m = 0 \quad (4-36)$$

$$VK_t^m \geq b_{min} \vee VK_t^m = 0 \quad (4-37)$$

Diskrete Angebotsinkremente

Zusätzlich können diskrete Leistungsinkremente die Flexibilität der Angebotserstellung eingrenzen. Dabei muss die Angebotsleistung ein Vielfaches $q_{m,t}$ des durch den Markt vorgegeben Inkrements ε_m betragen (vgl. Gleichung (4-38)).

$$VK_t^m \wedge EK_t^m = \varepsilon_m \cdot q_{m,t}, q_{m,t} \in \mathbb{Z} \quad (4-38)$$

Produktzeitscheiben

Für die Abbildung von Produktzeitscheiben kommen Kopplungsnebenbedingungen innerhalb der Markt-Submodelle zum Einsatz. Dazu werden die entsprechenden Einkaufs- und Verkaufsvariablen des Produkts j im Markt m vom Startzeitpunkt sT_j^m bis zum Endzeitpunkt eT_j^m über Gleichung (4-39) und (4-40) gleichgesetzt.

$$EK_{t=sT_j^m}^m = EK_{t=sT_j^m+1}^m = \dots = EK_{t=eT_j^m}^m \quad (4-39)$$

$$VK_{t=sT_j^m}^m = VK_{t=sT_j^m+1}^m = \dots = VK_{t=eT_j^m}^m \quad (4-40)$$

4.4.5 Modell der Regelleistungsbereitstellung unter Unsicherheit

Für die Bereitstellung von Regelleistung wird der separate Regelleistungspool modelliert. Der Regelleistungspool umfasst, anders als die DA- und ID-Stromvermarktungspools, nicht nur eine Pooling-Variable. Vielmehr müssen Vorhaltung und Abruf sowohl für positive als auch negative Regelleistungsvorhaltung getrennt voneinander modelliert werden, da sie unterschiedliche Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb haben. Insgesamt wird die Teilnahme am Regelleistungspool über folgende vier Pooling-Variablen abgebildet (vgl. Tabelle 4-4):

Tabelle 4-4: Pooling-Variablen des Regelleistungspools

Pooling-Variable	Funktion
$p_{n,t}^{RLpos}$	Vorhaltung positiver RL der Anlage n im Zeitschritt t
$p_{n,t}^{RLneg}$	Vorhaltung negativer RL der Anlage n im Zeitschritt t
$q_{n,t}^{RLpos}$	Erfolgter Abruf positiver RL der Anlage n im Zeitschritt t
$q_{n,t}^{RLneg}$	Erfolgter Abruf negativer RL der Anlage n im Zeitschritt t

Für die Summe aller Vorhaltungen und Abrufe über alle Anlagen erfolgt das Pooling gemäß Gleichung (4-41) - (4-44). Dabei werden die Pooling-Variablen

mit der Summe der Angebote auf den Regelleistungsmärkten m bzw. deren Produkten j gekoppelt.

$$\sum_{n=1}^N p_{n,t}^{RLpos} = \sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^J p_{j,t}^{m,pos} \quad (4-41)$$

$$\sum_{n=1}^N p_{n,t}^{RLneg} = \sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^J p_{j,t}^{m,neg} \quad (4-42)$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^{RLpos} = \sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^J q_{j,t}^{m,pos} \quad (4-43)$$

$$\sum_{n=1}^N q_{n,t}^{RLneg} = \sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^J q_{j,t}^{m,neg} \quad (4-44)$$

Modellierung der Regelleistungsmärkte

In den Submodellen der Regelleistungsmärkte wird die Entscheidung über das Angebot von Regelleistung im Regelleistungsprodukt j abgebildet ($p_{j,t}^{m,pos}$, $p_{j,t}^{m,neg}$). Darüber hinaus wird die insgesamt abgerufene Energiemenge ($q_{j,t}^{m,pos}$, $q_{j,t}^{m,neg}$) bestimmt. Die Modellierung der Regelleistungsmärkte ist identisch für positive und negative Regelleistung, weshalb im Folgenden auf die explizite Darstellung der Regelleistungsrichtung verzichtet wird.

Aufgrund des Pay-as-Bid Verfahrens ist die Vermarktungsentscheidung nicht allein auf die Mengenentscheidung beschränkt. Stattdessen kann der Anbieter das Preistupel aus Leistungs- und Arbeitspreis ($lp_{j,t}^m$, $ap_{j,t}^m$) je Angebot frei wählen. Der Leistungspreis wird einmalig für den Zuschlag über die gesamte Produktdauer pT_j^m gezahlt. Der Arbeitspreis wird dagegen je Zeitschritt t für die abgerufene Energiemenge bezahlt.

Ob für das gemachte Angebot ein Zuschlag erfolgt bzw. ob es zu einem Abruf der Regelleistung kommt, hängt vom Verhältnis des gebotenen Preistupels zu den Grenzleistungs- ($GLP_{j,t}^m$) und Grenzarbeitspreisen ($GAP_{j,t}^m$) ab. Diese geben jeweils den Preis des letzten zugeschlagenen bzw. abgerufenen Angebots an. Nur wenn der Angebotspreis unterhalb des Grenzpreises liegt, kommt der Handel zustande. Der Vermarktungserlös der Angebote je Zeitschritt t berechnet sich grundsätzlich gemäß Gleichung (4-45). Da der Leistungspreis nur einmalig über die Produktlaufzeit bezahlt wird, ist zur Berechnung des Erlöses $E_{j,t}^m$ pro

Zeitschritt die Division des Leistungspreises mit der Produktlaufzeit pT_j^m des jeweiligen Regelleistungs-Produkts j notwendig.

$$E_{j,t}^m = \begin{cases} 0 & lp_{j,t}^m > GLP_{j,t}^m \\ \frac{lp_{j,t}^m}{pT_j^m} \cdot p_{j,t}^m & lp_{j,t}^m < GLP_{j,t}^m \wedge ap_{j,t}^m > GAP_{j,t}^m \\ lp_{j,t}^m \cdot p_{j,t}^m + ap_{j,t}^m \cdot q_{j,t}^m & lp_{j,t}^m < GLP_{j,t}^m \wedge ap_{j,t}^m < GAP_{j,t}^m \end{cases} \quad (4-45)$$

Die modellendogene Bestimmung von Preis- und Mengenentscheidung bedingt eine Multiplikation von Entscheidungsvariablen in der Zielfunktion und damit eine Nicht-Linearität in der Abbildung der Regelleistungsmärkte. Die Modellierung der Vermarktungsentscheidung auf den Regelleistungsmärkten erfordert im Rahmen des vorliegenden GGLPs daher die Linearisierung der Zielfunktion.

Die Preisentscheidung kann dazu vereinfacht durch die Annahme eines erwarteten Erlöses pro Angebotsmenge dargestellt werden [Sow16], [Koo16]. Die Zuschlags- und Abrufwahrscheinlichkeit werden jeweils über den Erwartungswert ($E(\text{Zuschlag}_{j,t}^m)$, $E(\text{Abruf}_{j,t}^m)$) aus den historischen Regelleistungsmarktdaten bestimmt (vgl. Gleichung (4-46)).

$$E_{j,t}^m = \frac{GLP_{j,t}^m}{pT_j^m} \cdot E(\text{Zuschlag}_{j,t}^m) + GAP_{j,t}^m \cdot E(\text{Abruf}_{j,t}^m) \quad (4-46)$$

Die Nutzung der Erwartungswerte vernachlässigt allerdings die Unsicherheit in Zuschlag und Abruf. Ebenso wird der Einfluss des gewählten Angebotspreistupels auf die Zuschlags- und Abrufwahrscheinlichkeiten nicht abgebildet. Eine Risikobewertung der Regelleistungsmärkte ist demnach nicht möglich.

In dieser Arbeit wird die Preisentscheidung durch die Auswahl von Stützstellen der Angebotspreiskurve abgebildet. Die Angebotspreiskurve gibt jeweils die Zuschlags- und Abrufwahrscheinlichkeiten abhängig vom gewählten Leistungs- bzw. Arbeitspreis an. Vom Nutzer kann eine beliebige Anzahl von K Stützstellen durch Vorgabe der gewünschten Wahrscheinlichkeit (ρ_k) ausgewählt und der entsprechende Leistungs- oder Arbeitspreis (lp_k , ap_k) bestimmt werden. Abbildung 4-9 zeigt beispielhaft die Bestimmung von $K = 3$ Stützstellen einer Leistungspreis-Angebotskurve.

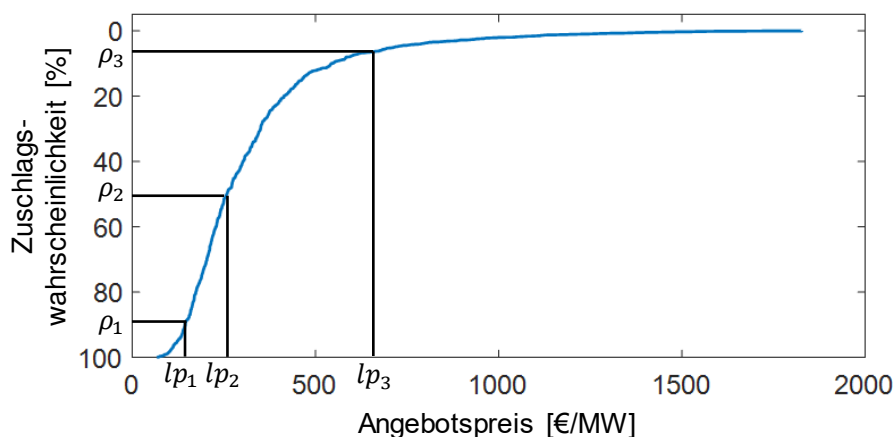


Abbildung 4-9: Beispieldarstellung der Bestimmung von Stützstellen in der Angebotskurve auf den Regelleistungsmärkten

Die aus den Stützstellen abgeleiteten Angebotspreistupel werden dem Optimierungsproblem exogen vorgegeben. Jedes exogen vorgegebene Preistupel wird durch ein Variablenpaar für Vorhaltung und Abruf abgebildet ($p_{j,t,k}^m, q_{j,t,k}^m$). Die Gesamtvorhaltung einer Regelleistungsart durch den Anlagenverbund $p_{j,t}^m$ kann auf die betrachteten Angebotspreistupel aufgeteilt werden. Dazu erfolgt die Kopplung der K Vorhaltungsvariablen mit der Gesamtvorhaltung nach Gleichung (4-47).

$$p_{j,t}^m = \sum_{k=1}^K p_{j,t,k}^m \quad (4-47)$$

Der Abruf ergibt sich aus dem in Gleichung (4-48) - (4-49) dargestellten Abgleich der Arbeitspreise mit den Grenzarbeitspreisen in jedem Zeitschritt t der Produktdauer.

$$q_{j,t,k}^m = af_{j,t,k}^m \cdot p_{j,t,k}^m \quad (4-48)$$

$$\text{Mit: } af_{j,t,k}^m = \begin{cases} 0 & ap_{j,t,k}^m > GAP_{j,t}^m \\ 1 & ap_{j,t,k}^m \leq GAP_{j,t}^m \end{cases} \quad (4-49)$$

Insgesamt resultiert die szenariospezifische Zielfunktion (vgl. Gleichung (4-50) - (4-51)) aus der Anwendung von Gleichung (4-45) auf die exogenen Angebotspreistupel ($lp_{j,t,k}^m, ap_{j,t,k}^m$).

$$e_{j,t,k}^{m,vorh} = \begin{cases} 0 & \text{wenn } lp_{j,t,k}^m > GLP_{j,t}^m \\ \frac{lp_{j,t,k}^m}{p_j^m} \cdot p_{j,t,k}^m & \text{wenn } lp_{j,t,k}^m \leq GLP_{j,t}^m \end{cases} \quad (4-50)$$

$$e_{j,t,k}^{m,abruf} = \begin{cases} 0 & \text{wenn } lp_{j,t,k}^m < GLP_{j,t}^m \wedge ap_{j,t,k}^m > GAP_{j,t}^m \\ ap_{j,t,k}^m \cdot q_{j,t,k}^m & \text{wenn } lp_{j,t,k}^m < GLP_{j,t}^m \wedge ap_{j,t,k}^m \leq GAP_{j,t}^m \end{cases} \quad (4-51)$$

Modellierung der Regelleistungsbereitstellung der Anlagen

In den Anlagenmodellen werden die Rückwirkungen der Vorhaltung und Abrufe von Regelleistung auf den Anlagenbetrieb abgebildet. Dazu werden die in Kapitel 4.4.3 beschriebenen Anlagenmodelle modular um weitere Variablen und Nebenbedingungen erweitert, wenn die Anlage zur Regelleistungsbereitstellung geeignet ist³³.

Das Regelleistungsmodul umfasst die Pooling-Variablen $p_{n,t}^{RLpos}$, $p_{n,t}^{RLneg}$, $q_{n,t}^{RLpos}$, $q_{n,t}^{RLneg}$ (vgl. Tabelle 4-4). Dabei werden die unterschiedlichen energetischen Konsequenzen von Vorhaltung und Abruf für den Anlagenbetrieb modelliert. Die Implementierung der Vorhaltung baut auf Modellen zur Regelleistungsbereitstellung unter Sicherheit auf, wird allerdings um die Berücksichtigung der unsicheren Abrufe erweitert [Sow16], [Koo16]. Durch Bilanzierung der maximalen positiven bzw. maximalen negativen Abrufe (entsprechend der Vorhaltung) werden obere und untere Schranken für den Anlagenbetrieb festgelegt. Durch Einhaltung dieser Schranken kann die Vorhaltung im Anlagenbetrieb gewährleistet werden. Durch die Restriktionen (4-52) - (4-53) werden die Schranken im Speicherbetrieb ($SOC_{n,t}^{lb}$, $SOC_{n,t}^{ub}$) abgebildet.

$$SOC_{n,t}^{lb} = SOC_{n,t} - \frac{1}{\eta_n^{el}} \cdot p_{n,t}^{RLpos} \geq SOC_n^{min} \quad (4-52)$$

$$SOC_{n,t}^{ub} = SOC_{n,t} + \eta_n^{el} \cdot p_{n,t}^{RLneg} \leq SOC_n^{max} \quad (4-53)$$

³³ Die Präqualifikation der Anlagen innerhalb der Vermarktungsplanung wird exogen durch den Nutzer vorgegeben. Grundsätzlich werden nur steuerbare Anlagen für die Regelleistungsbereitstellung betrachtet. Eine Bereitstellung durch dargebotsabhängige Anlagen kann im Modell jedoch auch betrachtet werden.

Bei Erzeugungsanlagen wird die Erzeugungsleistung $p_{n,t}^{Einsatz}$ analog eingegrenzt:

- Vorhaltung negativer Regelleistung bedingt eine untere Schranke $p_{n,t}^{Einsatz,lb}$ oberhalb P_n^{min} , so dass eine Drosselung der Anlage möglich ist (s. Gleichung (4-54)).
- Vorhaltung positiver Regelleistung bedingt dagegen eine obere Schranke $p_{n,t}^{Einsatz,ub}$ unterhalb P_n^{max} , so dass im Falle des Abrufs ein Hochfahren der Anlage möglich ist (s. Gleichung (4-55)).

$$p_{n,t}^{Einsatz,lb} = p_{n,t}^{Einsatz} - p_{n,t}^{RLneg} \geq P_n^{min} \quad (4-54)$$

$$p_{n,t}^{Einsatz,ub} = p_{n,t}^{Einsatz} + p_{n,t}^{RLpos} \leq P_n^{max} \quad (4-55)$$

Die Abrufe von Regelleistung beeinflussen den kurzfristigen Handel am Intradaymarkt. Positive Abrufe verringern, negative Abrufe erhöhen die vermarktbare Energie. Dabei ist die Zeitverzögerung t^{ID} zu berücksichtigen, die der minimalen Handelsfrist auf dem Intradaymarkt entspricht. Der Handel zum Ausgleich der Abrufe $p_{n,t}^{IDkomp}$ wird dementsprechend über die Nebenbedingung (4-56) formuliert.

$$p_{n,t}^{IDkomp} = q_{n,t-t^{ID}}^{RLneg} - q_{n,t-t^{ID}}^{RLpos} \quad \forall t = [t^{ID}, T] \quad (4-56)$$

Durch die Erweiterung des Modells ist die Abbildung der Vermarktungsentscheidung bestehend aus Preis- und Mengenentscheidung auf den Regelleistungsmärkten in linearisierter Form möglich. Es werden dabei die Unsicherheiten in der Bezuschlagung und im Abruf abgebildet, so dass eine Bewertung des mit der Entscheidung einhergehenden Risikos ermöglicht wird.

5 Validierung und Anwendung des Verfahrens

Das entwickelte Verfahren zur Vermarktungsplanung unter Unsicherheit wird durch Anwendung eines exemplarischen Untersuchungsfalls validiert und zur Bewertung der Risikomanagementmaßnahmen herangezogen. Dazu werden die Kenndaten des Untersuchungsfalls, insbesondere hinsichtlich des angenommenen dargebotsabhängigen Anlagenportfolios, vorgestellt und ein Benchmark ohne die Nutzung von Risikomanagement definiert. Die Ergebnisse ermöglichen die Bewertung und Diskussion der einzelnen sowie kombinierten Nutzung der Risikomanagementmaßnahmen.

5.1 Vorstellung exemplarischer Untersuchungsfälle

Für die exemplarische Anwendung des Verfahrens wird ein Untersuchungsfall aus den folgenden Informationen definiert:

- Portfolio aus dargebotsabhängigen DEA und Flexibilitätsoptionen
- Preisdaten der betrachteten Märkte

5.1.1 Anlagenportfolios

Zum einen wird ein Benchmark-Portfolio definiert, welches zur Validierung des Verfahrens und als Basis für die Bewertung der Risikomanagementmaßnahmen verwendet wird. Zum anderen werden deutschlandweite Anlagenkandidaten dargebotsabhängiger DEA definiert, die insbesondere zur Bewertung der regionalen Diversifikation herangezogen werden.

Benchmark DEA Portfolio

Das Benchmark Portfolio besteht aus Windkraft- und PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 26,7 MW. Die Leistung teilt sich auf sieben Windkraft- und fünf PV-Anlagen auf³⁴. Das Benchmark Portfolio stellt damit einen vergleichsweise einfachen Untersuchungsfall, der der Validierung des entwickelten Modells dient. Die jeweiligen mittleren, stündlichen Prognosefehler der Day-Ahead- und Intraday-Prognosen sind in Abbildung 5-1 ausgewertet. Es zeigt sich eine hohe Bandbreite von DA-Prognosefehlern zwischen 4% und 11%.

³⁴ Die Anlagenstandorte wurden aufgrund ihrer geografischen Lage im Rahmen eines Forschungsprojekts als repräsentative Standorte innerhalb Deutschlands ausgewählt [Swa15].

Die Intradayprognosen weisen für diese Anlagen einen um bis zu 3%-Punkte geringeren Fehler auf.

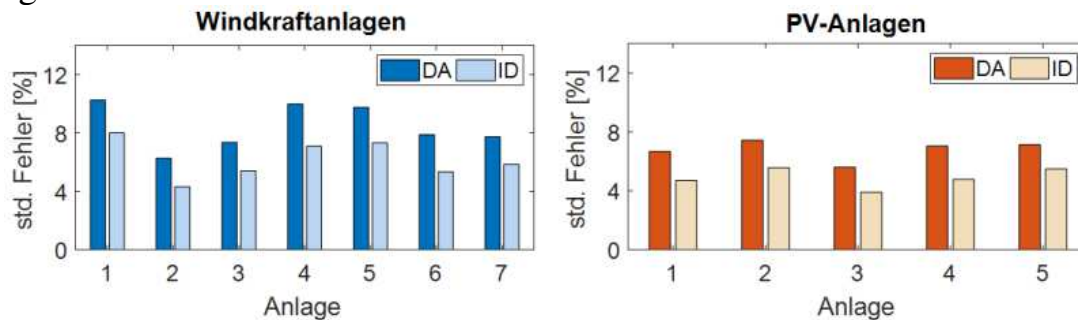


Abbildung 5-1: Mittlere stündliche Prognosefehler im Day-Ahead und Intraday Zeithorizont der Anlagen im Benchmark-Portfolio

Deutschlandweite DEA Anlagenkandidaten

Das Portfolio zur Untersuchung deutschlandweiter Anlagenkandidaten basiert auf den meteorologischen Prognosen und Messdaten aus [DWD14]. Die Erzeugungsdaten werden hinsichtlich ihrer Ähnlichkeit bei Erzeugungsmenge und Prognosegenauigkeit geclustert, um möglichst repräsentative Anlagenstandorte auszuwählen. Insgesamt werden 500 Standorte für PV- und Windkraftanlagen ausgewählt und als normierte Anlagen mit einer installierten Leistung von 1 MW angenommen. Die mittleren Prognosefehler können Abbildung 2-6 in Abschnitt 2.2 entnommen werden.

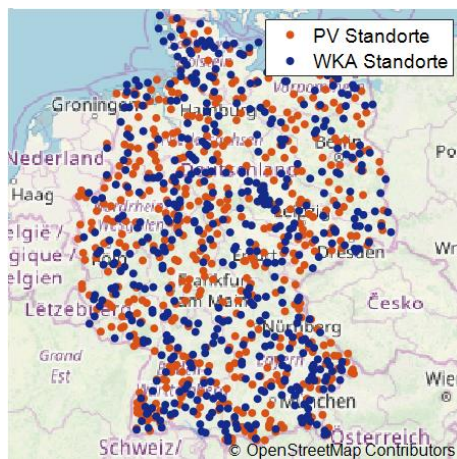


Abbildung 5-2: Anlagenstandorte der deutschlandweiten Anlagenkandidaten. Karte [OSM19]

Flexibilitäten

Als Erweiterung der dargebotsabhängigen Anlagen werden verschiedene Flexibilitätstechnologien untersucht. Im exemplarischen Untersuchungsfall werden dem Verfahren Batteriespeicher, Biogas-KWK-Anlagen (BHKW), P2G-Anlagen zur Wasserstoffproduktion, P2H-Anlagen und Elektrofahrzeuge zur Verfügung gestellt. Die Batteriespeicher, KWK- und P2G-Anlagen werden dabei anlagenscharf, die flexiblen Haushaltslasten dagegen aufgrund ihrer geringen Leistung als aggregierte Anlagenpools betrachtet.

5.1.2 Marktdaten

Für die exemplarischen Untersuchungen werden die Marktregularien im deutschen Marktgebiet unterstellt. Das Verfahren kann allerdings für unterschiedlichste Marktgebiete angewendet werden [Thi17]. Als Basis der Szenariogenerierung werden in dieser Untersuchung die Marktdaten von 2016 verwendet³⁵. Diese umfassen:

- Stündliche Spotmarktpreise (Day-Ahead und Intraday),
- Wöchentliche Terminpreise für Power Futures,
- Preise für Wind-Power Futures basierend auf der Berechnungsvorschrift mittels Wind-Power Index gemäß Gleichung (2-7)

Zusätzlich werden Annahmen zu den Ausgleichsenergiekosten getroffen, die das finanzielle Risiko von Fahrplanabweichungen darstellen. Aufgrund ihres hochstochastischen Verhaltens können die Ausgleichsenergiekosten nicht über Prognosen abgebildet werden. Stattdessen wird ein Preisspread zwischen den Spotpreisen und dem Ausgleichsenergiepreis aus den historischen Daten hergeleitet. Dieser Preisspread resultiert aus den regulatorischen Berechnungsvorschriften und garantiert für die Bilanzkreise Anreize zur Reduktion der Ausgleichsenergiebedarfe. Der angenommene Preisspread ist in Abbildung 5-3 dargestellt.

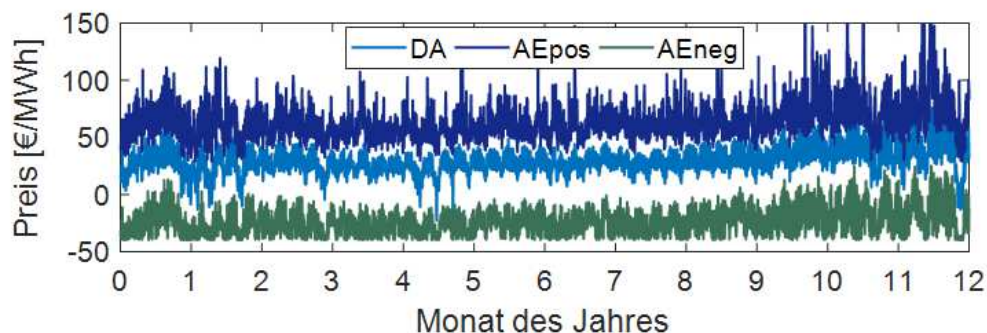


Abbildung 5-3: Angenommener Preisspread zwischen Spot- und Ausgleichsenergiepreis

Die Bewertung von Flexibilitäten sowie der regionalen Diversifikation erfordert die Berücksichtigung von operativen Kosten (OPEX) und Investmentkosten (CAPEX) für alle Anlagentechnologien. Die Annahmen zu Marktpreisen sowie den angenommenen Kostenparametern sind in Anhang A.2 zusammengefasst.

³⁵ Die folgenden exemplarischen Ergebnisse konzentrieren sich auf das Risikomanagement an den Strommärkten, eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt wird nicht betrachtet.

5.2 Validierung

Die zentralen methodischen Aspekte des Verfahrens sind die Modellierung der Unsicherheiten als stochastische Szenarien innerhalb der Szenariogenerierung sowie die Optimierung unter Unsicherheit bei Berücksichtigung des Risikomaßes innerhalb der Zielfunktion. Diese beiden Aspekte werden im Folgenden unter Nutzung des Benchmark-Portfolios validiert.

5.2.1 Validierung der Szenariogenerierung

Hauptkriterium für die Szenariogenerierung ist die korrekte Abbildung der statistischen Eigenschaften der realen historischen Prognosefehler in den diskreten, stochastischen Szenarien. Die statistischen Eigenschaften der realen Prognosefehler bestehen aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung, der Autokorrelation sowie der Kreuzkorrelation mit anderen Unsicherheitsfaktoren. Innerhalb der Validierung werden diese Eigenschaften zwischen den realen Daten („Eingangsdaten“) und den Szenarien des Unsicherheitsfaktors exemplarisch für Windkraftanlagen verglichen. In der Szenariogenerierung existiert dabei kein Maß, welches zur Bewertung der Güte der Szenarien herangezogen werden kann. Vielmehr soll eine geeignete Abbildung der realen Prognosefehler erzielt werden, welche sich in geringen Abweichungen zwischen Szenarien und Eingangsdaten widerspiegelt.

Die Auswertung der Wahrscheinlichkeitsverteilung ist in Abbildung 5-4 dargestellt, wobei links die relative Fehlerverteilung aller Windkraftanlagen und rechts der Mittlere Absolute Fehler der Einzelanlagen zu erkennen ist. Die Ähnlichkeit von Wahrscheinlichkeitsverteilungen kann mittels des Informations-Divergenz-Kriteriums gemessen werden. Die Anwendung des dieses Kriteriums ergibt für die Wahrscheinlichkeitsverteilung eine Abweichung von 3,3% zwischen Eingangsdaten und Szenarien [Dik15]. Die Mittleren Absoluten Fehler weisen eine Abweichung von maximal 0,75%-Punkten auf.

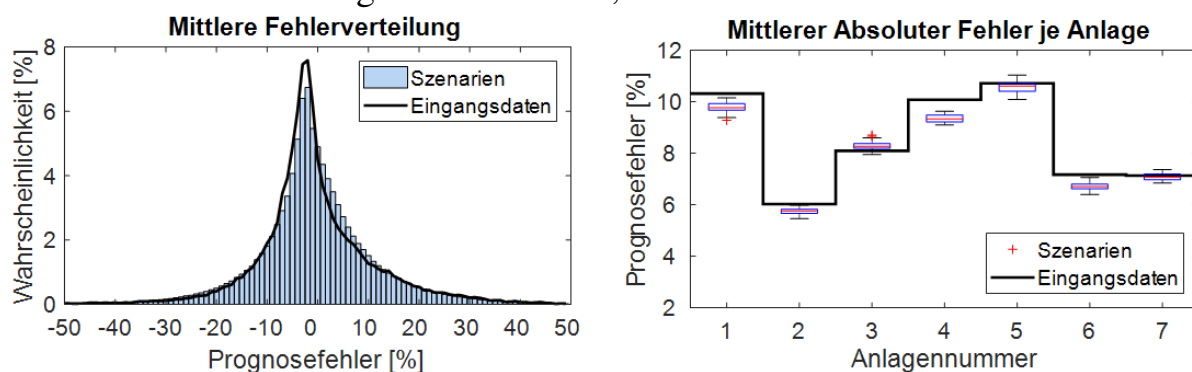


Abbildung 5-4: Vergleich der Fehlerverteilung (links) und des MAE (rechts) in den Eingangsdaten und in den Szenarien

Die Abbildung der Autokorrelation wird anhand der (partiellen) Autokorrelationsfunktion validiert. Abbildung 5-5 zeigt beide Funktionen der Zeitreihen der Eingangsdaten und Szenarien für die Lags von 1 h – 12 h. Es ist zu erkennen, dass beide Funktionen nur geringe Differenzen in den Korrelationskoeffizienten der Lags zeigen (<0.1). Insbesondere die hohen Koeffizienten der ersten Lags werden sehr genau getroffen.

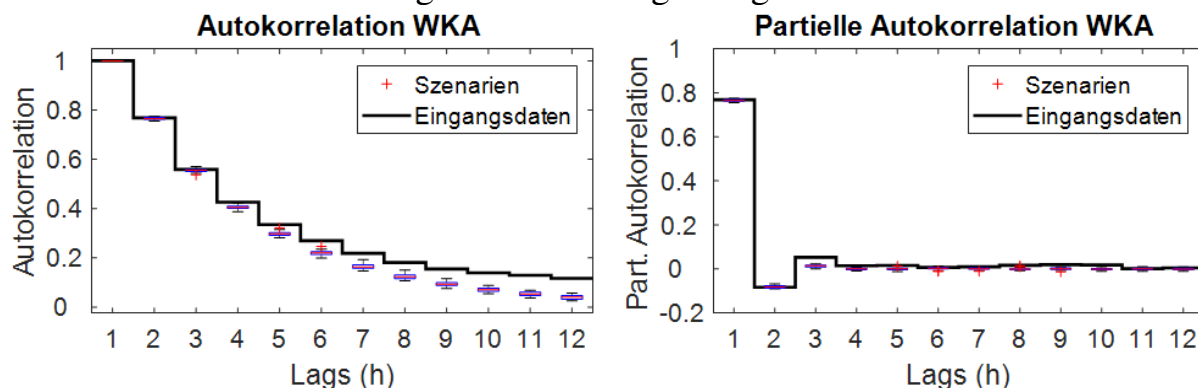


Abbildung 5-5: Vergleich von Autokorrelation (links) und partieller Autokorrelation (rechts) in Eingangsdaten und Szenarien

Die Kreuzkorrelation wird anhand der Abhängigkeiten zwischen den Prognosefehlern von Windkraft- und PV-Anlagen ausgewertet. Abbildung 5-6 zeigt die Kreuzkorrelationsmatrix der Eingangsdaten (links) und der Szenarien (rechts).

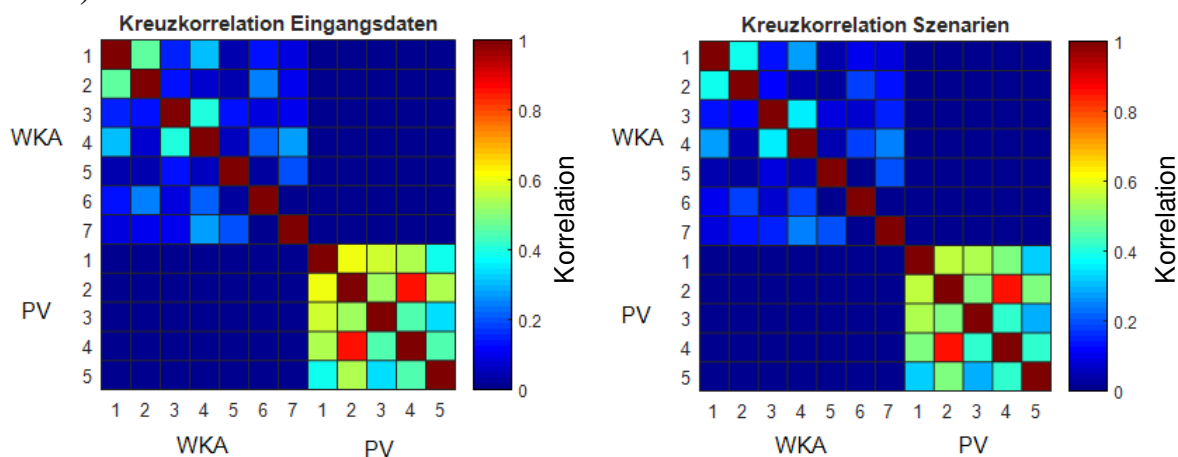


Abbildung 5-6: Vergleich der Kreuzkorrelation von Windkraft- und PV-Anlagen in den Eingangsdaten (links) und in den Szenarien (rechts)

Zum einen werden die signifikanten Kreuzkorrelationen der Windkraft- und PV-Anlagen untereinander in den Szenarien abgebildet. Zum anderen wird auch die nicht-signifikante Kreuzkorrelation von Windkraft- zu PV-Anlagen korrekt in die Szenarien überführt. Die maximale Abweichung zwischen den Kreuzkorrelationen der Eingangsdaten beträgt dabei 8,6%-Punkte, die mittlere Abweichung beträgt 1,3%-Punkte.

5.2.2 Validierung der Optimierung unter Unsicherheit

Ziel der Optimierung unter Unsicherheit ist die Bestimmung eines optimalen Vermarktungsplans zur Maximierung des erwarteten Profits sowie des Risikomaßes CVaR. Dabei existiert intuitiv ein Trade-Off zwischen den beiden Zielgrößen. Wird ein Vermarktungsplan mit hoher Risikoexposition gewählt, z. B. durch Handel auf Märkten mit hohem Preisrisiko, kann ein höherer erwarteter Profit erreicht werden. Gleichzeitig sinkt der CVaR aufgrund des höheren Risikos. Mit steigender Risikoaversion β steigt in der Zielfunktion die Gewichtung des Risikomaßes, wodurch sich der Trade-Off zugunsten des Risikomaßes entwickelt. Dies führt zu einer konservativeren Vermarktungsentscheidung.

Abbildung 5-7 zeigt den resultierenden Trade-Off in Abhängigkeit der Risikoaversion für das Benchmark-Portfolio im Zeitraum eines Jahres. Dabei wird zum einen eine Vermarktung ausschließlich auf dem Day-Ahead Spotmarkt und zum anderen kombiniert mit dem Intraday Spotmarkt untersucht. Innerhalb der Untersuchung wird außerdem der Risikoaversionsparameter von risikoneutral ($\beta=0$) stufenweise bis vollständig risikoavers ($\beta=1$) variiert. Dadurch ergibt sich eine Pareto-Front je Untersuchungsszenario. Alle Werte sind zur besseren Vergleichbarkeit auf den erwarteten Profit der ausschließlichen DA-Spotvermarktung mit Risikoneutralität normiert.

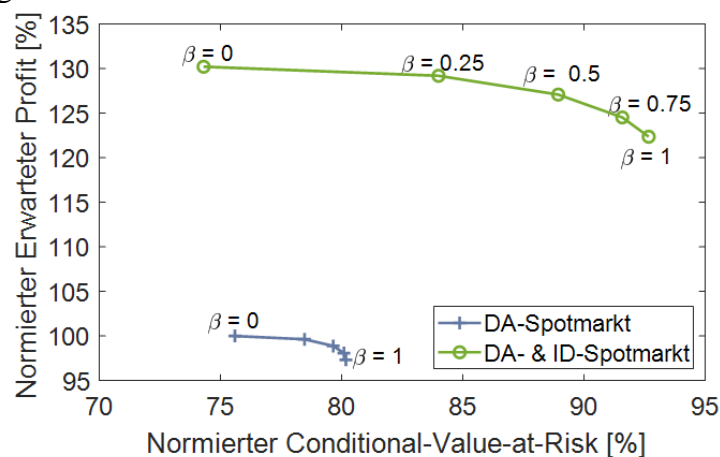


Abbildung 5-7: Trade-Off zwischen erwartetem Profit und Risikomaß in Abhängigkeit von Risikoaversion und Vermarktungsoptionen

Die erwartete Verschiebung des Trade-Offs zugunsten des Risikomaßes bei Erhöhung der Risikoaversion β ist in beiden Fällen zu erkennen. Bei ausschließlicher Day-Ahead Spotvermarktung wird eine Erhöhung des CVaR um ca. 2%-Punkte bei etwa gleichen Einbußen im erwarteten Profit erreicht. Bei Kombination mit der Intraday Vermarktung ist das Potential für das Risikomanagement deutlich erhöht. Der Intraday Markt weist im Vergleich zum

DA-Markt ein höheres durchschnittliches Preisniveau, allerdings auch höhere Preisvolatilität und -unsicherheit auf (vgl. Anhang Tabelle A-2). Bei risikoneutraler Vermarktung wird der Intraday Markt daher für einen Großteil der Vermarktungsmenge genutzt, um über das höhere Preisniveau sowie die Ausnutzung der genaueren Erzeugungsprognosen eine Steigerung des erwarteten Profits um etwa 30%-Punkte zu erreichen. Dabei werden höhere Preisrisiken in Kauf genommen, wodurch im Vergleich zur Day-Ahead Vermarktung ein reduzierter CVaR entsteht. Bei steigender Risikoaversion wird der Intraday-Handel weniger zur Erlössteigerung genutzt, sondern stärker auf die Kompensation von Prognoseabweichungen der dargebotsabhängigen Anlagen konzentriert. Durch die höhere Prognosegenauigkeit der Intraday Prognosen wird eine Steigerung des CVaR auf einen über 10%-Punkte erhöhten Wert gegenüber der ausschließlichen Day-Ahead Vermarktung erreicht.

Die konservativere Vermarktungsentscheidung bei Erhöhung der Risikoaversion spiegelt sich auch in den sinkenden vermarkteten Energiemengen wider (vgl. Abbildung 5-8). Deutlich zeigt sich der sinkende Anteil der Intraday Vermarktung, da sich der Einsatz stärker auf die Kompensation der Prognoseabweichungen konzentriert.

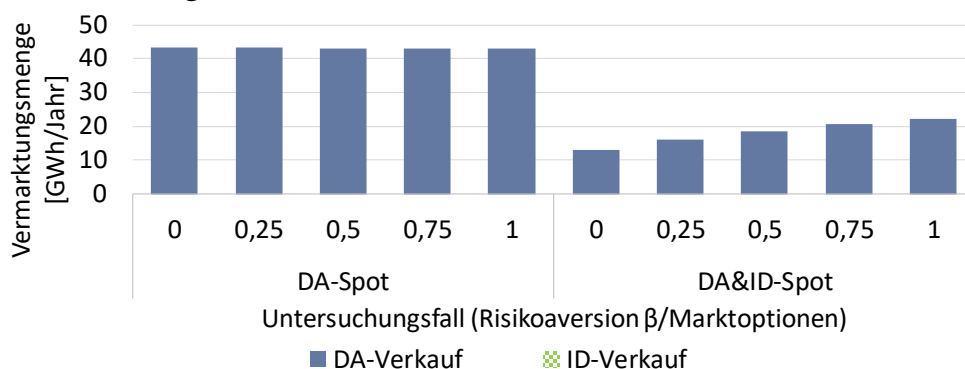


Abbildung 5-8: Vermarktungsentscheidung auf Day-Ahead und Intradaymarkt in Abhängigkeit der Risikoaversion

Insgesamt bestätigen sowohl die Zielkriterien als auch die Vermarktungsentscheidung die intuitive Erwartung an die Optimierung unter Unsicherheit.

5.3 Ergebnisse bei Nutzung von Risikomanagement

Durch die Anwendung des entwickelten Verfahrens auf den vorgestellten Untersuchungsfall werden die verschiedenen Risikomanagementmaßnahmen schrittweise untersucht und bewertet. Die Bewertung erfolgt in den in Tabelle 5-1 dargestellten Untersuchungsszenarien (Sz 1 – Sz 4). In den ersten drei Szenarien

werden die Maßnahmen einzeln untersucht. Als Vergleich dient die ausschließliche Spot-Vermarktung des DEA-Benchmark-Portfolios aus der Validierung. Im vierten Szenario werden die Maßnahmen gemeinsam eingesetzt, um mögliche Synergien bzw. Ineffizienzen bei kombiniertem Einsatz zu analysieren.

Tabelle 5-1: Vorstellung der Untersuchungsszenarien des Risikomanagements

	Verfügbare Risikomanagementmaßnahmen		
	Hedging mit Termingeschäften	Einsatz von Flexibilitäten	Regionale Diversifikation von DEA
Sz 1	X		
Sz 2		X	
Sz 3			X
Sz 4	X	X	X

Die Untersuchungsergebnisse werden dabei hinsichtlich folgender Kriterien analysiert:

Zum einen wird der **operative Erlös** im Hinblick auf den erwarteten Erlös sowie auf die Risikoexposition in der Vermarktung bewertet. Anfallende Investitionskosten, z. B. für die Integration von Flexibilitäten, werden zunächst vernachlässigt. Der Beitrag jeder Risikomanagementmaßnahme zur Vermarktung des Anlagenportfolios wird anhand der folgenden Kriterien bewertet:

- Ausgleichsenergiebedarf
- Erwarteter operativer Erlös
- CVaR des operativen Erlöses

Zum anderen werden die Investitionskosten berücksichtigt und der **Return on Investment (Rendite)** bestimmt. Es werden die in Tabelle A-3 (Anhang A.2) dargestellten Kostenparameter berücksichtigt. Diese Auswertung ermöglicht es, die Wirtschaftlichkeit jeder Risikomanagementmaßnahme anhand der folgenden Kriterien zu beurteilen:

- Erwarteter Return on Investment
- CVaR des Return on Investment

5.3.1 Sz 1: Vermarktung mit Termingeschäften

Ausgehend vom Benchmark der ausschließlichen Spotvermarktung, wird der Einfluss von Termingeschäften auf den erwarteten Erlös sowie den CVaR ausgewertet. In Abbildung 5-9 sind die Ergebnisse mit und ohne Berücksichtigung des Intraday Marktes dargestellt. Mit Intraday Handel kommen die Power Futures kaum zum Einsatz, weshalb in der rechten Grafik jeweils zwei Graphen übereinanderliegen.

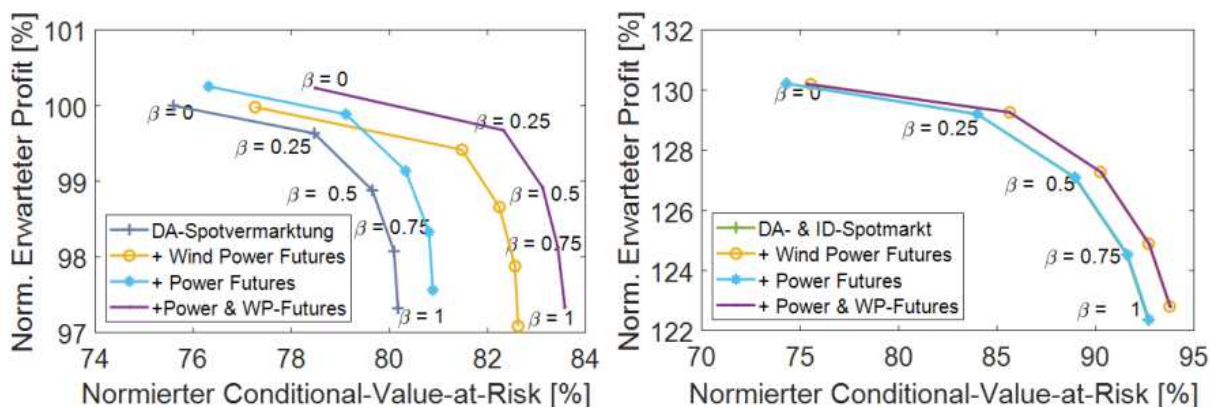


Abbildung 5-9: Entwicklung von erwartetem Profit und Risikomaß bei Nutzung von Termingeschäften in Abhängigkeit der Risikoaversion ohne ID-Markt (links) und mit ID-Markt (rechts)

In Abbildung 5-10 ist die Entwicklung der Vermarktungsrisiken in Abhängigkeit der betrachteten Marktoptionen sowie der Risikoaversion im Detail aufgetragen. Die Linien repräsentieren den normierten erwarteten Profit sowie den CVaR analog zu Abbildung 5-9. Die Höhe der Säulen zwischen den Linien zeigt die Aufteilung des Gesamtrisikos in Preis- bzw. Volumenrisiken an. Zu den Preisrisiken werden die DA- und ID-Spotmarkterlöse gezählt. Die Volumenrisiken umfassen Zahlungskonsequenzen aus Wind-Power Futures (WPF) und AE-Bedarfen.

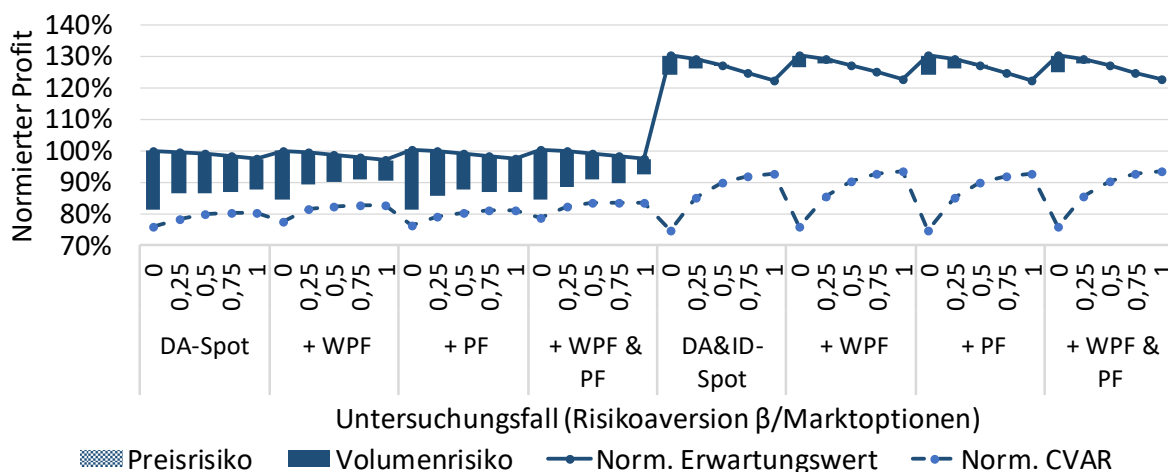


Abbildung 5-10: Aufteilung zwischen Preis- und Volumenrisiko in Abhängigkeit der Marktoptionen sowie der Risikoaversion

Zwischen der Vermarktung mit und ohne ID-Spotmarkt zeigen sich deutliche Unterschiede. Zum einen ist die Differenz zwischen Erwartungswert und CVaR bei der Vermarktung mit ID-Spotmarkt deutlich höher. Dies ist durch die höhere Preisunsicherheit auf dem Intraday Markt zu erklären. Gleichzeitig nimmt der Anteil der Volumenrisiken deutlich ab. Bei risikoaverser Entscheidung erreicht die Intraday Vermarktung damit trotz höherer Preisrisiken höhere Werte für den

CVaR als die ausschließliche Day-Ahead Vermarktung. Die Gründe liegen in den geringeren Volumenrisiken aufgrund von Ausgleichsenergiekosten sowie dem durchschnittlich höheren Preisniveau im Intraday Markt. Aufgrund der Unterschiede in der Risikoexposition zwischen DA- und ID-Vermarktung unterscheidet sich auch der Einfluss der Futures.

Einsatz von Futures ohne Berücksichtigung des Intraday Handels

In den Ergebnissen ohne die Berücksichtigung des Intraday Marktes ist ein deutlicher Einfluss der Termingeschäfte, bestehend aus Power Futures (PF) und Wind-Power Futures, auf die Zielgrößen der Vermarktungsplanung zu erkennen (vgl. Abbildung 5-9 links). Der Handel mit Wind-Power Futures weist dabei ein anderes Verhalten auf als der Handel mit Power Futures Die korrespondierenden Vermarktungsmengen sind in Abbildung 5-11 dargestellt.

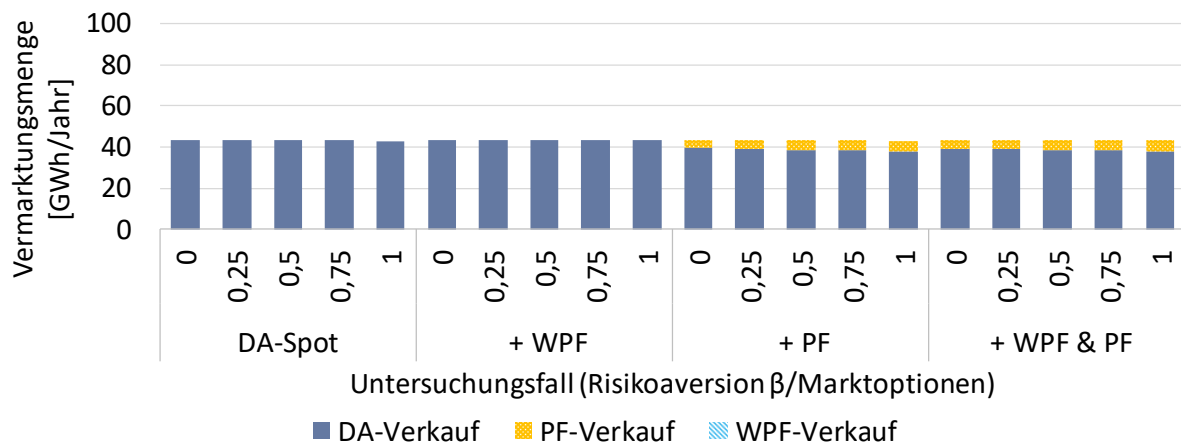


Abbildung 5-11: Vermarktungsentscheidung auf Spot- und Terminmarkt in Abhängigkeit der Risikoaversion ohne Berücksichtigung des Intraday Marktes

Durch die Nutzung der Power Futures kann ein weniger volatiler Vermarktungspreis im Vergleich zur Spotvermarktung erzielt werden. Dies erhöht sowohl den erwarteten Erlös als auch den CVaR um knapp 1%-Punkt und führt somit zu einer nahezu parallelen Verschiebung der Pareto-Front. Das Trade-Off zwischen Erwartungswert und Risiko bleibt somit unverändert. Power Futures werden also nicht primär zum Hedging von Preisrisiken, sondern nur dann als Alternative zum Spotmarkt eingesetzt, wenn zwei Kriterien erfüllt sind:

- Der Preis der Futures liegt oberhalb des erwarteten Spotpreises.
- Es gibt eine konstante, gesicherte Leistung über den Lieferzeitraum des Futures, so dass für die Handelsmenge des Futures kein Volumenrisiko vorliegt.

Dies spiegelt sich auch in den Vermarktungsmengen wider, in denen der Anteil der Power Futures, unabhängig von der Risikoaversion des Entscheiders, unterhalb von 10% liegt.

Wind Power Futures werden dagegen für das Risikomanagement eingesetzt. Dies zeigt sich in der Verschiebung des Trade-Offs zwischen erwartetem Erlös und Risiko sowie im geringen Anteil des Volumenrisikos am Gesamtrisiko (vgl. Abbildung 5-10). Der erwartete Erlös verringert sich nicht signifikant, der CVaR steigt dagegen um 3%-Punkte an. An den Vermarktungsmengen ist darüber hinaus zu erkennen, dass der Entscheider die Wind-Power Futures erst bei risikoaverser Einstellung in einem signifikanten Ausmaß nutzt. Da Wind-Power Futures keine physische Lieferung von Energie zur Folge haben, werden diese Futures zusätzlich zum physischen Handel auf dem Spotmarkt und rein finanziell gehandelt.

Einsatz von Futures mit Berücksichtigung des Intraday Handels

Bei zusätzlicher Betrachtung des Handels am Intraday Spotmarkt reduziert sich die Nutzung der Termingeschäfte und damit auch deren Einfluss auf den erwarteten Erlös und den CVaR (vgl. Abbildung 5-9 rechts). So werden Power Futures nur zu einem minimalen Anteil in der Vermarktung genutzt (vgl. Abbildung 5-12).

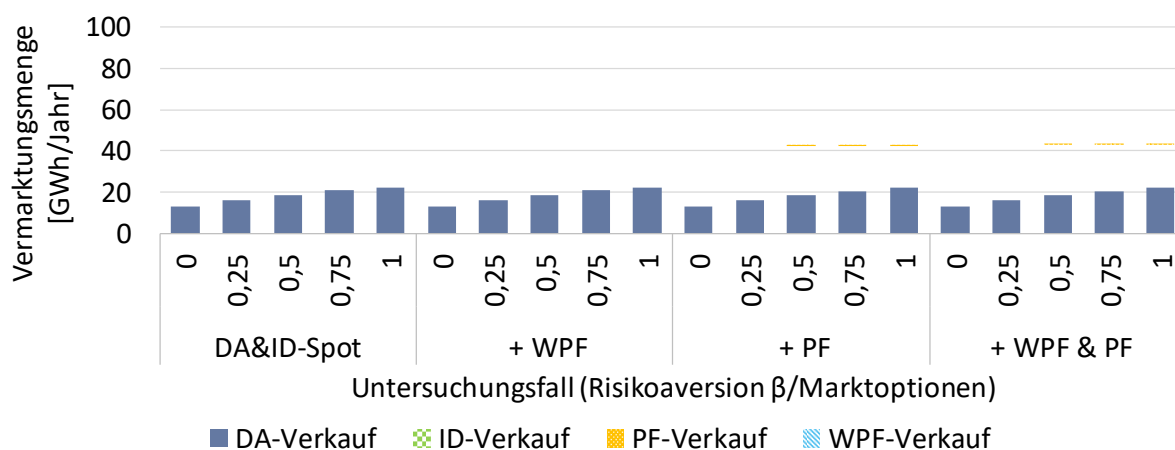


Abbildung 5-12: Vermarktungsentscheidung auf Spot- und Terminmarkt in Abhängigkeit der Risikoaversion mit Berücksichtigung des Intraday Marktes

Aus diesem Grund liegen in Abbildung 5-9 (rechts) jeweils zwei Kurven direkt übereinander. Wind Power Futures werden dagegen weiterhin gehandelt, ihr Beitrag zur Minderung des Risikos ist allerdings geringer als in der Vermarktung ohne Intraday Handel. Dies ist darin begründet, dass im Intraday Handel durch bessere Prognosen bereits ein großer Teil des Volumenrisikos der dargebotsabhängigen Anlagen kompensiert werden kann. Insgesamt erreichen die Wind-Power Futures dadurch nur eine Erhöhung des CVaR um 1%-Punkt.

Insgesamt ergeben sich für Hedging mit Futures daher folgende Schlussfolgerungen:

- Sowohl Power Futures als auch Wind-Power Futures bieten grundsätzlich das Potential zur Verringerung von Vermarktungsrisiken dezentraler, dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen.
- Der Einsatz von Futures weist einen Trade-Off zwischen erwartetem Profit und Risikomaß auf. Das Hedging ist daher nur für risikoaverse Entscheider lohnenswert.
- Bei simultaner Berücksichtigung von Intraday Markt und Futures weist der Intraday Markt eine höhere Effizienz auf. Dies ist zum einen im höheren durchschnittlichen Preisniveau im betrachteten Untersuchungsfall begründet sowie in der physischen Kompensation der Ausgleichsenergiebedarfe. Futures werden dagegen finanziell erfüllt und gleichen damit nur die entgangenen Erlöse am Spotmarkt, nicht jedoch die Ausgleichsenergiebedarfe aus.

5.3.2 Sz 2: Integration von Flexibilitäten

Zur Bewertung der Flexibilitäten im Anlagenportfolio kommt die entwickelte Verfahrenserweiterung zur Portfolioevaluation und -optimierung mit der stochastischen Vermarktungsplanung als Subproblem zum Einsatz (vgl. Anhang A.3) [Thi19]. Auf Grundlage der Variation des Risikoaversionsparameters in Abschnitt 5.3.1 wird im Folgenden $\beta = 0,5$ gewählt, da dieser in einem ausgewogenen Trade-Off zwischen Erwartungswert und Risikomaß resultiert. Die Auslegung der Flexibilitäten wird in einer Sensitivitätsanalyse schrittweise erhöht um den Einfluss zusätzlicher Flexibler Kapazitäten auf die Vermarktungsergebnisse zu untersuchen.

Operativer Erlös

Abbildung 5-13 zeigt die Auswirkungen der einzelnen Integration der Flexibilitäten auf den positiven und negativen Ausgleichsenergiebedarf des Portfolios. Das Portfolio ohne Flexibilitäten dient als Vergleich (s. "Keine").

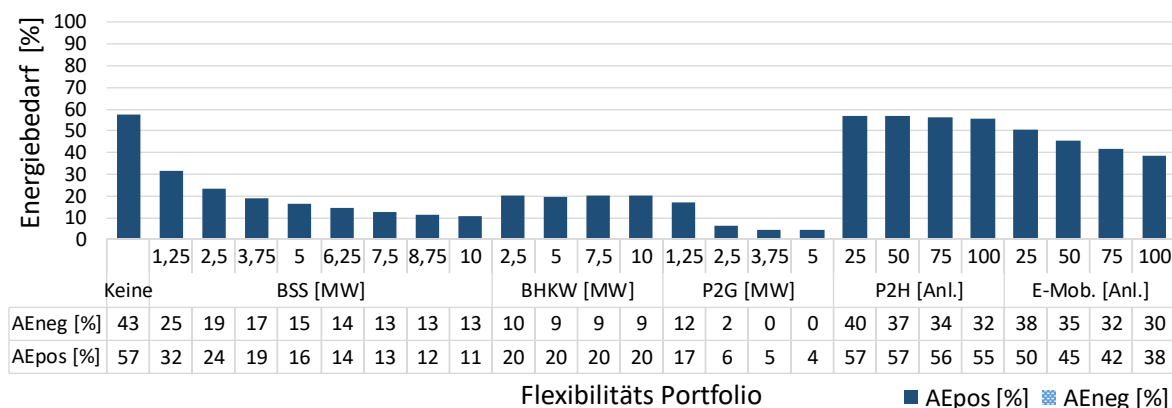


Abbildung 5-13: Einfluss der Integration von Flexibilitäten auf den Ausgleichsenergiebedarf

Die Ergebnisse zeigen eine Reduzierung des Ausgleichsenergiebedarfs für alle Flexibilitäten, wobei sich das jeweilige Ausmaß deutlich unterscheidet:

- Das Hinzufügen zusätzlicher **Batteriespeichersystem-Kapazitäten (BSS)** reduziert kontinuierlich sowohl den positiven als auch den negativen AE-Bedarf. Der Grenznutzen nimmt jedoch mit zunehmender Speichergröße deutlich ab. So kann bereits ein Batteriespeicher mit einer installierten Leistung von 2,5 MW³⁶ für das Benchmark-Portfolio eine Reduktion des AE-Bedarfs um nahezu 60% erreichen. Die Erhöhung der Leistung auf 10 MW ermöglicht eine Reduzierung um weitere 20%-Punkte.
- Durch die Integration einer **Biogasanlage (BHKW)** ist es möglich, nahezu alle negativen Ausgleichsenergiebedarfe zu kompensieren. Positive AE wird ebenfalls auf etwa 20%-Punkte reduziert. Der AE-Bedarf sinkt allerdings nicht mit der Erhöhung der Leistung auf über 2,5 MW. Der stärkere Einfluss auf negative AE-Bedarfe ist auf die Opportunitätskosten für den Betrieb der BHKW unter Vollast zurückzuführen. Für die Bereitstellung positiver Ausgleichsenergie muss die Anlage dauerhaft unterhalb der Vollast betrieben werden, um die Erzeugung zu erhöhen, wenn positive Ausgleichsenergie benötigt wird. Dies reduziert die Volllaststunden und die Markterlöse. Die Bereitstellung negativer Ausgleichsenergie bedeutet dagegen nur eine vorübergehende Einschränkung der Anlage für den Zeitraum, in dem negative AE benötigt wird.
- Die **Power-to-Gas Anlage (P2G)** erreicht in dieser Untersuchung die stärkste Reduktion der Ausgleichsenergiebedarfe. Schon bei einer installierten Leistung von 2,5 MW sind die AE-Bedarfe nahezu Null. Die Integration einer größeren P2G-Anlage ist daher für die Kompensation von Ausgleichsenergie nicht notwendig. Dies ist in der Annahme der direkten Weiterverwendung des erzeugten Wasserstoffes begründet, wodurch keine begrenzende Speicherkapazität berücksichtigt werden muss. Für Anlagen, die ins Erdgasnetz einspeisen, ist das Ergebnis daher nicht uneingeschränkt übertragbar.
- Die Integration von **E-Mob- und P2H-Pools** erreicht ebenfalls deutliche Reduktionen der Ausgleichsenergiebedarfe. P2H-Anlagen reduzieren dabei insbesondere negative AE, E-Mobilität dagegen stärker positive Ausgleichsenergie. Insgesamt erzielen die E-Fahrzeuge auch eine

³⁶ Für Batteriespeicher wird ein Energie/Leistung-Verhältnis von 2,5 unterstellt. Für einen 2,5 MW-Speicher folgt daraus eine Kapazität von 6,25 MWh.

stärkere Reduktion als die P2H-Anlagen. Die Unterschiede ergeben sich durch die Vehicle-to-Grid-Funktion, die den E-Fahrzeugen ein Zurückspeisen in das Stromnetz und damit höhere Flexibilität und eine Kompensation positiver Ausgleichsenergie erlauben. Die P2H-Anlagen werden dagegen maßgeblich durch ihre thermischen Verbrauchsprofile eingeschränkt.

Die Auswirkungen auf die operativen Erlöse sowie das Risiko sind in Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15 dargestellt. Das DEA-Portfolio ohne Flexibilitäten wird weiterhin als Benchmark verwendet (s. "Keine").

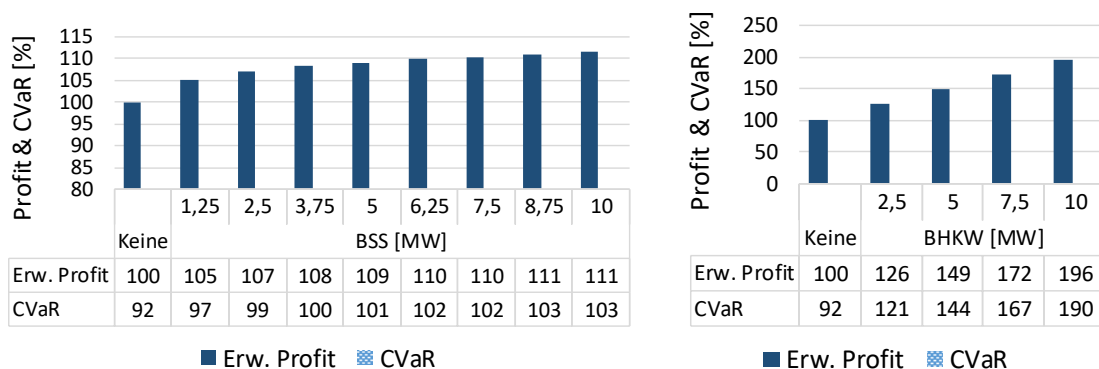


Abbildung 5-14: Operativer Profit und CVaR bei Integration unterschiedlicher Leistungen von Batteriespeichern (links) und BHKW (rechts)

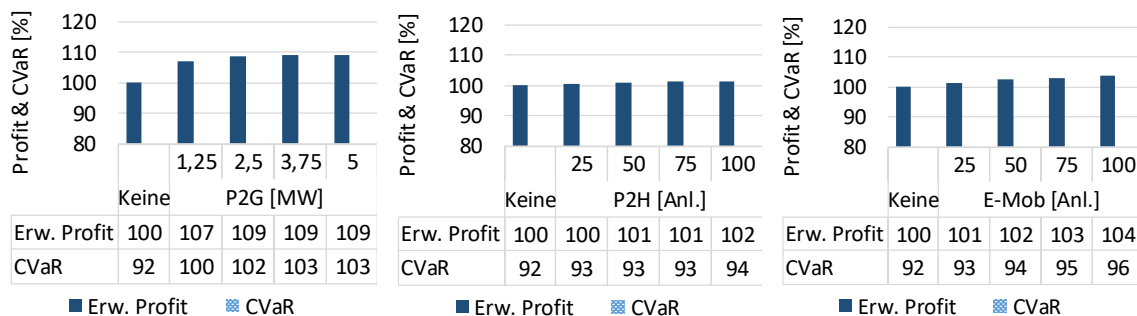


Abbildung 5-15: Operativer Erlös und CVaR bei Integration unterschiedlicher inst. Leistung von P2G (links) sowie Anlagenpool-Größen von Wärmestromanlagen (mittig) und E-Fahrzeugen (rechts)

Die operativen Erlöse spiegeln im Wesentlichen die Ergebnisse zum Ausgleichsenergiebedarf wider, wobei sich alle Technologien positiv auf den erwarteten Erlös und das Risikomaß CVaR auswirken. Die Ergebnisse des BHKW unterscheiden sich deutlich von den anderen Flexibilitätstechnologien. Da diese Anlage nicht hauptsächlich eine Flexibilitäts-, sondern eine Erzeugungseinheit darstellt, erhöht sie die Erlöse deutlich stärker als die anderen Flexibilitätstechnologien. Für einen vollständigen Vergleich muss allerdings der Return on Investment inklusive der spezifischen Investitionskosten herangezogen werden.

Return on Investment / Rendite

Der Return on Investment (RoI), welcher sowohl die operativen Erlöse als auch die Betriebs- und Investitionskosten einschließt, ist in Abbildung 5-16 dargestellt.

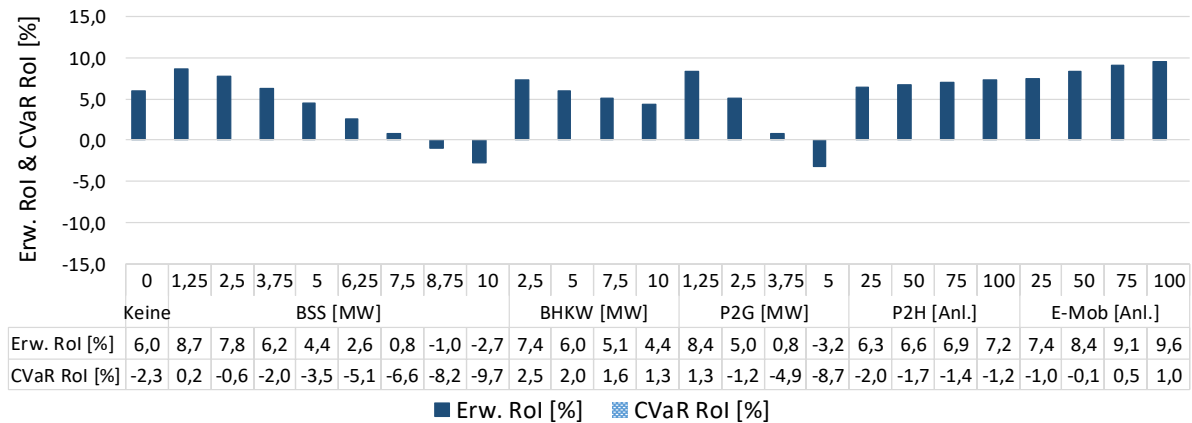


Abbildung 5-16: Einfluss der Flexibilitäten auf Erwartungswert und CVaR des Return on Investment (RoI) bei Berücksichtigung der spezifischen operativen und Investment-Kosten

Die Benchmark ohne Flexibilitäten zeigt einen positiven RoI von rund etwa 6%, allerdings einen CVaR von -2%. In den nachteiligsten Szenarien besteht damit das Risiko einer negativen Rendite. Die Integration der verschiedenen Flexibilitätsoptionen beeinflusst die Rendite auf unterschiedliche Weise:

- Der Batteriespeicher zeigt einen positiven Business Case für Speicherkapazitäten bis 2,5 MW mit einem steigenden erwarteten RoI von bis zu 8,7%. Bei größeren Speicherleistungen sinkt der RoI aufgrund des beschriebenen sinkenden Grenznutzens im operativen Erlös (vgl. Abbildung 5-14).
- Der Nutzen der Einbindung eines BHKW hängt stark von der installierten Leistung ab. Für das Benchmark-Portfolio ergibt sich der positivste Nutzen für eine 2,5 MW Anlage, wobei die erwartete Rendite auf 7,4% und insbesondere der CVaR auf 2,5% erhöht werden kann. Bezüglich des Risikomaßes stellt das BHKW damit die beste Flexibilität dar. Dies korreliert mit dem Einfluss der Anlage auf den Ausgleichsenergiebedarf. Während die ersten 2,5 MW den AE-Bedarf deutlich reduzieren, werden höhere installierte Kapazitäten nur für den Handel am Spotmarkt genutzt und reduzieren die Ausgleichsenergie nicht weiter. Diese Markterlöse des BHKW kompensieren nicht die vergleichsweise hohen Investitions- und Betriebskosten.
- Aufgrund des hohen Potentials zur Reduktion des Ausgleichsenergiebedarfs erreicht die kleinste Ausbaustufe der P2G-Anlage mit 1,25 MW installierter Leistung eine deutliche Steigerung der erwarteten Rendite auf über 8%. Zusätzlich kann auch der CVaR auf 1,3% erhöht werden. Der Zubau weiterer P2G-Anlagenkapazitäten ist

aufgrund des geringen verbleibenden AE-Bedarfs nicht effizient und reduziert die erwartete Rendite und den CVaR gegenüber dem Benchmark.

- Die Integration der E-Mob- und P2H-Pools hat im Vergleich zu BSS und BHKW nur einen geringen operativen Nutzen (vgl. Abbildung 5-14 - Abbildung 5-15). Auf der anderen Seite sind die Investitionskosten für die Integration der Poolanlagen mittels IKT-Infrastruktur deutlich geringer als die Investitionen in Batteriespeicher und BHKW. Daraus ergibt sich ein positiver Effekt auf den RoI, insbesondere für den E-Mob-Pool, der den RoI um bis zu 3,6%-Punkte erhöht. Der P2H-Pool hat einen geringeren Effekt von 1,2%-Punkten.

Für den Einsatz von Flexibilitäten im Risikomanagement lassen sich daher folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse einen überwiegend positiven Einfluss auf den Return on Investment sowohl im Erwartungswert als auch im CVaR. Flexibilitäten stellen aus Sicht des Risikomanagements eine sinnvolle Erweiterung von DEA-Portfolios dar. Die Vorteilhaftigkeit der einzelnen Flexibilitätstechnologien unterscheidet sich dabei stark und hängt insbesondere von ihrer Fähigkeit zur Kompensation von Ausgleichsenergie ab.
- Eine falsche Dimensionierung der Flexibilitäten kann, aufgrund eines sinkenden Grenznutzens, den Return on Investment sogar negativ beeinflussen. Daher muss das Flexibilitätsportfolio jeweils für ein spezifisches DEA-Portfolio ausgelegt werden, um die Synergieeffekte optimal nutzen zu können (vgl. Sz 4).
- Die Vorteilhaftigkeit der Flexibilitäten im Risikomanagement ist insbesondere von zwei Kostenparametern abhängig: den spezifischen Investitionskosten sowie den angenommenen Ausgleichsenergiekosten. Es wird daher eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der optimalen Auslegung der Flexibilitäten in Abhängigkeit dieser beiden Kostenfaktoren durchgeführt (s. Anhang A.4). Es zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit der meisten Flexibilitäten auch bei Variation der Kostenparameter um 50% bestehen bleibt. Bei der BHKW lässt sich jedoch eine starke Sensitivität (insb. bzgl. Investitionskosten) feststellen.

5.3.3 Sz 3: Einfluss regionaler Diversifikation

Der Einfluss der regionalen Diversifikation wird auf Grundlage der deutschlandweiten DEA-Ausbaukandidaten untersucht. Die Auswertung erfolgt mittels der Verfahrenserweiterung zur Portfoliobewertung und ist wie folgt aufgebaut:

Durch **Variation der Standortanzahl** wird der Einfluss einer zunehmenden Aggregation verschiedener Anlagenstandorte auf die Vermarktungsergebnisse untersucht. Dabei werden zunächst 10.000 zufällige Standortkombinationen von Windkraft- und PV-Anlagen gewählt und der Erwartungswert sowie der CVaR des RoI ausgewertet. Aufgrund der hohen Anzahl zu untersuchender Portfolios kommt die Vermarktungsheuristik im Verfahren zur Portfoliobewertung zum Einsatz. Es wird zum einen eine Vermarktung ausschließlich auf dem Day-Ahead Spotmarkt und zum anderen kombiniert mit dem Intraday Spotmarkt untersucht.

Ein **Effizientes DEA-Portfolio** wird anschließend mittels des Genetischen Algorithmus zur Portfoliooptimierung bestimmt. Das ausgewählte Portfolio bildet im Folgenden die Basis der Untersuchung der kombinierten Nutzung der Maßnahmen für Risikomanagement (Sz 4).

Variation der Standortanzahl

Der Einfluss der Standortanzahl, vom Einzelstandort bis maximal 500 Standorten, ist in Abbildung 5-17 abgebildet.

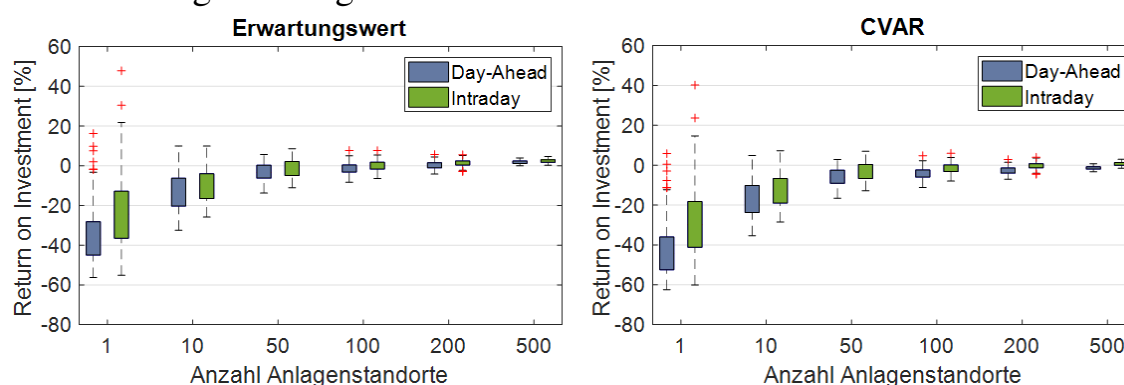


Abbildung 5-17: Einfluss der Aggregation auf Erwartungswert und CVaR des RoI

Dabei können zwei Trends identifiziert werden: Erstens steigen sowohl der Erwartungswert als auch der CVaR bei Erhöhung der Standortanzahl im Mittel an. Die Aggregation weist dabei einen abnehmenden Grenznutzen auf. Ab 100 Standorten bleiben Erwartungswert und CVaR nahezu konstant. Die zufälligen Portfolios erreichen unter den getroffenen Annahmen zu Kosten- und Erlösparametern nur zum Teil wirtschaftliche Renditen³⁷. Zweitens sinkt die

³⁷ Dies ist in der Nutzung aller deutschlandweiten Standorte begründet. Dadurch werden auch Standorte in die Portfolios miteinbezogen, die aufgrund ihrer meteorologischen Gegebenheiten nicht als Standorte für Windkraft- oder PV-Anlagen geeignet sind. Es wird in dieser Untersuchung aber gezielt keine Vorauswahl von Standorten getroffen, um mögliche positive Interdependenzen von Anlagenstandorten nicht herauszufiltern.

Bandbreite der Renditen mit zunehmender Aggregation. Insbesondere für Einzelstandorte ist eine hohe Streuung zu beobachten. Einige Standorte erreichen Renditen deutlich oberhalb des Mittelwerts, wodurch Ausreißer in den Ergebnissen der Einzelstandorte zu erkennen sind. Diese erreichen Renditen von bis zu 20% für Day-Ahead und bis zu 40% für Intraday Vermarktung.

Die Ursache der hohen Streuung für Portfolios mit geringer Aggregation liegt in den Erzeugungscharakteristiken der Anlagen begründet. Ausschlaggebende Faktoren für die Vermarktung sind dabei die Volllaststundenanzahl (VLS) sowie die relativen Fahrplanabweichungen pro Erzeugungsmenge, die sich aus den spezifischen Prognosefehlern der Anlagen ergeben. Abbildung 5-18 zeigt die Durchschnittswerte³⁸ der Zufalls-Portfolios in Abhängigkeit des Aggregationsgrades. Für Einzelanlagen resultiert eine Bandbreite von ca. 700 h/Jahr bis 2000 h/Jahr³⁹.

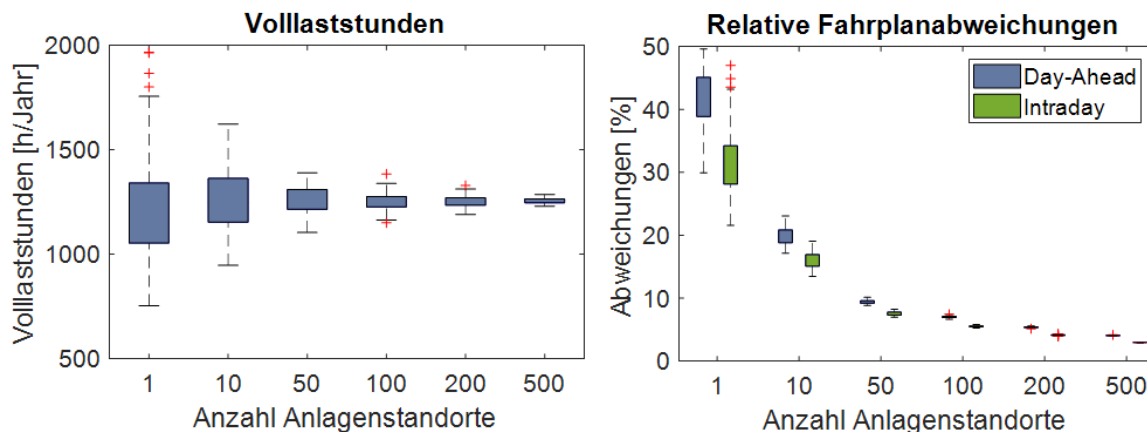


Abbildung 5-18: Durchschnittliche Volllaststundenanzahl und relative Fahrplanabweichungen der DEA Portfolios in Abhängigkeit des Aggregationsgrades

Die Bandbreite ergibt sich dabei je nach Technologie (Windkraft oder PV) und nach den meteorologischen Bedingungen an den Standorten. Mit höherem Aggregationsgrad nimmt die Bandbreite der Volllaststundenanzahl ab und konvergiert gegen ca. 1200 h/Jahr, da sich Anlagen mit hohen und niedrigen VLS gegenseitig ausgleichen. Gleichzeitig nehmen die relativen Fahrplanabweichungen kontinuierlich ab, wobei die Intraday Vermarktung aufgrund der

³⁸ Die Volllaststundenanzahl sowie die Fahrplanabweichungen stellen den Durchschnittswert des gesamten Portfolios dar und umfassen sowohl die Windkraft- als auch die PV-Anlagen.

³⁹ Es existieren Ausreißer bis zu 3500 h/Jahr, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht in der Grafik enthalten sind.

niedrigeren Prognosefehler im Intraday Zeithorizont geringere Abweichungen aufweist. Abbildung 5-19 zeigt den Zusammenhang zwischen Volllaststunden, relativen Fahrplanabweichungen und erwartetem RoI in der Day-Ahead Vermarktung. Die horizontalen Punkte-Gruppen folgen dabei der Anzahl der Anlagenstandorte von Einzelstandorten (oben) bis zu 500 Standorten (unten).

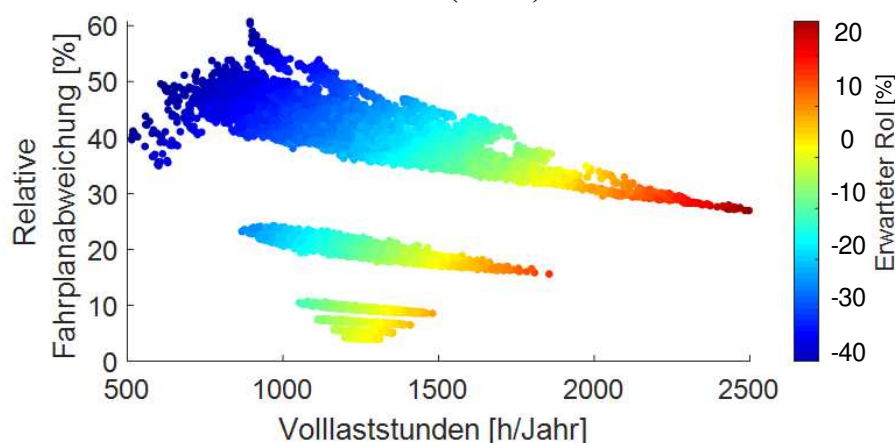


Abbildung 5-19: Einfluss der VLS und Fahrplanabweichungen auf den erwarteten RoI

Einzelstandorte, welche hohe Volllaststunden und gleichzeitig geringe Fahrplanabweichungen aufweisen, sind besonders wirtschaftlich und stellen die Ausreißer in der Auswertung der Rendite dar. Der Großteil der Anlagenstandorte ist aufgrund der hohen Fahrplanabweichungen als Einzelstandort allerdings unwirtschaftlich für die Direktvermarktung. Durch die Abnahme der relativen Fahrplanabweichungen bei zunehmender Aggregation kann die Wirtschaftlichkeit auch für Standorte, die als Einzelstandorte unwirtschaftlich sind, erhöht werden. So zeigt sich bei Einzelstandorten eine positive Rendite (gelbe Markierung) erst ab ca. 2000 VLS, bei größeren Anlagenportfolios schon ab ca. 1300 VLS. Die zufälligen DEA-Portfolios erreichen allerdings trotz des hohen Aggregationsgrades vergleichsweise geringe Renditen (vgl. Abbildung 5-17). Direktvermarkter müssen ihr Portfolio daher gezielt zusammensetzen. Der Einfluss einer gezielten Anlagenauswahl wird im Folgenden untersucht.

Effizientes DEA-Portfolio

Die Ergebnisse des Genetischen Algorithmus (GA) sind in Abbildung 5-20 dargestellt⁴⁰. Dem GA ist dabei eine maximale Anzahl von 100 Anlagenstandorten vorgegeben, da ab dieser Anzahl eine Sättigung im Nutzen zusätzlicher Aggregation festzustellen ist (vgl. Abbildung 5-17). Außerdem wird

⁴⁰ Eine detaillierte Beschreibung des Algorithmus ist in Anhang A.3 zu finden

zunächst nur die Day-Ahead Vermarktung betrachtet. Der verwendete GA weist als Heuristik keine Optimalitätsgarantie auf. Das ausgewählte Portfolio hat daher nicht den Anspruch, die wirtschaftlichste Anlagenkombination aus allen Kandidaten auszuwählen. Vielmehr soll eine fundierte Bewertungsgrundlage für den Einfluss einer gezielten Portfoliozusammenstellung auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagenportfolios geschaffen werden. Neben dem Erwartungswert des RoI wird die Differenz zum CVaR RoI dargestellt, da so eine übersichtlichere Darstellung der Pareto-Front möglich ist.

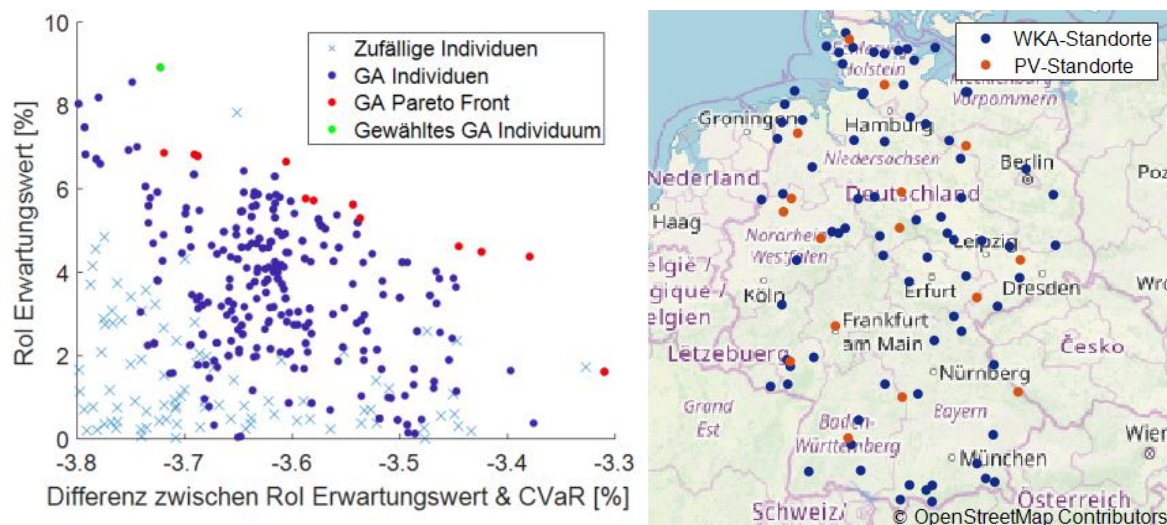


Abbildung 5-20: Rendite und Anlagenstandorte des GA-Ergebnisses zur Bestimmung des DEA-Portfolios unter den deutschlandweiten Ausbaukandidaten. Karte [OSM19]

Die vom GA gefundenen Portfolios weisen zum Großteil höhere erwartete Renditen (RoI) und geringere Differenzen zum CVaR auf als die zufälligen Portfolios. Das ausgewählte Portfolio setzt sich zu großen Teilen aus Windkraftanlagen im Norden Deutschlands zusammen, insb. an den Küsten von Nord- und Ostsee, da dort die Volllaststunden überdurchschnittlich hoch sind. Zusätzlich werden allerdings über ganz Deutschland verteilte Anlagen integriert, wodurch die Korrelationen zwischen den Prognosefehlern verringert werden können (vgl. Abschnitt 2.3.2). Die Differenz zwischen Erwartungswert und CVaR (und damit das Risiko der Portfolios) unterscheidet sich zwischen den gefundenen Portfolios allerdings nur geringfügig, da alle Portfolios mit etwa 100 Anlagenstandorten einen hohen Grad an Aggregation aufweisen und somit bereits stark regional diversifiziert sind. Die erwartete Rendite kann dagegen gegenüber den Zufallsportfolios deutlich erhöht werden und erreicht im optimalen Portfolio ca. 9%.

Für die regionale Diversifikation lassen sich daher folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Durch stärkere Aggregation verschiedener Anlagenstandorte nimmt die durchschnittliche Rendite im Vergleich zu weniger diversifizierten Anlagenportfolios zu. Der Grenznutzen sinkt dabei mit zunehmender Aggregation.
- Besonders wirtschaftliche Standorte mit hohen Volllaststundenanzahlen und geringen Fahrplanabweichungen erreichen höhere Renditen als diversifizierte Portfolios. Da die Anzahl dieser Standorte allerdings begrenzt ist, müssen Direktvermarkter auch andere, weniger wirtschaftliche Standorte in ihr Portfolio aufnehmen.
- Durch die Kompensation der relativen Fahrplanabweichungen in größeren Anlagenportfolios steigt die Rendite von weniger wirtschaftlichen Einzelstandorten deutlich an.
- Bei der Wahl zwischen Anlagenstandorten dominiert zunächst das Kriterium der Volllaststundenzahl gegenüber dem Prognosefehler, da die Erzeugungsmenge primärer Faktor der Wirtschaftlichkeit ist. Bei Anlagen mit vergleichbaren Volllaststunden hat die Auswahl nach Prognosefehlern bzw. nach geringer Korrelation der Prognosefehler einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Portfolios.

5.3.4 Sz 4: Kombinierte Nutzung der Maßnahmen

Die kombinierte Nutzung der Risikomanagementmaßnahmen wird, ausgehend vom ausgewählten DEA-Portfolio aus Sz 3, untersucht. Dabei steht der Einfluss der Kombination mit Futures und mit Flexibilitäten auf den erwarteten Erlös sowie das Risikomaß im Fokus. Zunächst erfolgt die Dimensionierung der optimalen Portfolioerweiterung mit Flexibilitäten.

Die Flexibilitäten werden mithilfe des Genetischen Algorithmus ausgewählt. Das Ergebnis ist in Abbildung 5-21 dargestellt. Das optimale Flexibilitätsportfolio ergibt sich aus einer Kombination eines BHKW (1 MW) mit Pools von E-Fahrzeugen und P2H-Anlagen. Durch die Flexibilitäten kann die erwartete Rendite von 14,8% ohne Flexibilitäten⁴¹ auf bis zu 17% gesteigert werden. Die Differenz zwischen Erwartungswert und CVaR unterscheidet sich mit 3,5% nur geringfügig vom Portfolio ohne Flexibilitäten (3,7%), das Risikomaß entwickelt

⁴¹ Die Differenz zum Ergebnis der Bestimmung des optimalen DEA-Portfolios (RoI = 9%) ergibt sich aus den erweiterten Vermarktungsoptionen in der stochastischen Vermarktungsplanung (insbesondere Intraday Spotmarkt).

sich damit proportional zum Erwartungswert. Dies korrespondiert mit der ausgeglichenen Gewichtung des Risikos durch $\beta = 0,5$.

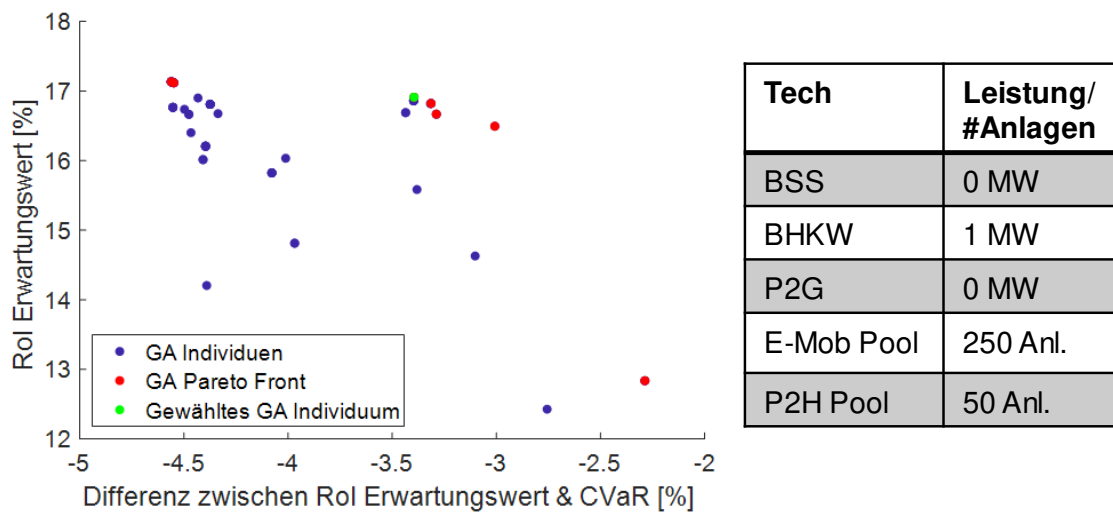


Abbildung 5-21: Ergebnis des GA zur Bestimmung des optimalen Flexibilitäts-Portfolios im deutschlandweiten DEA-Portfolio

Für das bestimmte Anlagenportfolio aus deutschlandweiten DEA-Kandidaten sowie Flexibilitäten wird außerdem die Möglichkeit des Hedgings an den Terminmärkten betrachtet. Insgesamt kann der erwartete RoI bzw. der CVaR auf 17,3% bzw. 13,8% gesteigert werden (siehe nachfolgende Abbildung 5-22).

5.3.5 Vergleich und Diskussion der Maßnahmen

Abbildung 5-22 vergleicht den erwarteten RoI sowie CVaR für die untersuchten Risikomanagement-Szenarien. Dabei wird das beste Ergebnis jedes Szenarios bei Annahme eines Risikoaversionskoeffizienten $\beta = 0,5$ dargestellt.

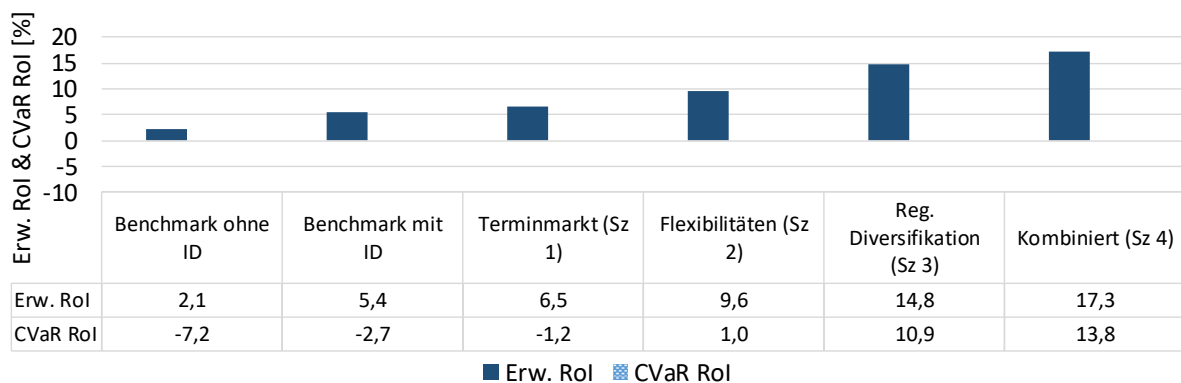


Abbildung 5-22: Vergleich des erwarteten RoI sowie des entsprechenden CVaR in Abhängigkeit der Risikomanagementmaßnahmen

Es ist zu erkennen, dass jede Risikomanagementmaßnahme einen positiven Einfluss auf die Zielgrößen hat. Die Höhe des Einflusses unterscheidet sich jedoch deutlich. Die Ursache liegt in den Auswirkungen der jeweiligen

Maßnahmen auf die Ausgleichsenergiebedarfe, welche als wesentlicher Faktor der Risikoexposition identifiziert werden können. Je direkter die Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiebedarfe sind, desto stärker können der erwartete RoI, aber insbesondere der CVaR gesteigert werden.

Die regionale Diversifikation erreicht eine Erhöhung um knapp 10%-Punkte bzw. 13,6%-Punkte für erwarteten RoI und CVaR gegenüber der Benchmark mit Intraday-Handel. Durch die gezielte Auswahl von Standorten können sich die Prognosefehler der Anlagen direkt gegenseitig kompensieren und die Ursache für Ausgleichsenergie reduzieren. Mit zunehmender Standortanzahl zeigt sich zwar ein abnehmender Grenznutzen, der Einfluss bleibt aber positiv. Je wirtschaftlicher die aggregierten Einzelstandorte sind (insb. bei hohen Volllaststunden), desto positiver ist der Einfluss auf die Renditen. Aufgrund der Kompensation der Prognosefehler lohnen sich im Anlagenverbund auch weniger wirtschaftliche Standorte. Insgesamt wird so eine überproportionale Erhöhung des CVaR im Vergleich zum erwarteten RoI erreicht.

Flexibilitäten stellen ebenfalls eine wirtschaftliche Maßnahme des Risikomanagements dar und steigern beide Zielgrößen um etwa 4%-Punkte im Vergleich zur Benchmark mit Intraday-Handel. Der Einfluss ist im Vergleich zur regionalen Diversifikation geringer. Außerdem können Flexibilitäten die Wirtschaftlichkeit auch negativ beeinflussen, wenn die Anlagen zu groß dimensioniert werden. Aufgrund des abnehmenden Grenznutzens übersteigen in diesem Fall die Investitionskosten die Erlöse. Daher ist ein Verfahren zur Anlagendimensionierung inklusive einer detaillierten Vermarktungsplanung erforderlich, wie sie in dieser Arbeit zum Einsatz kommt.

Der Handel mit Termingeschäften zeigt in den angestellten Untersuchungen nur einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit in der Direktvermarktung. Als Ergänzung zum Day-Ahead Spotmarkt erreichen die Termingeschäfte, insb. die Wind-Power Futures, zwar eine Verringerung des Vermarktungsrisikos im Vergleich zur Benchmark ohne Intraday-Handel. Wird jedoch am Intraday-Markt gehandelt, kommen Termingeschäfte kaum zum Einsatz. Hier zeigt sich die höhere Effizienz der physischen Kompensation von Fahrplanabweichungen am Intraday-Markt gegenüber der finanziellen Kompensation der Termingeschäfte.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Getrieben durch steigende volkswirtschaftliche Kosten für Subventionen dezentraler erneuerbarer Energien entsteht europaweit die politische Forderung nach einer direkten Marktintegration erneuerbarer Energien in die Strommärkte. In Deutschland spiegelt sich diese Forderung in einer Verringerung der subventionsbasierten Vergütung sowie dem Zwang einer Direktvermarktung für Anlagen oberhalb einer gewissen installierten Leistung wider. Für Einzelanlagen ist eine direkte Marktteilnahme aufgrund von Markteintrittsbarrieren (z. B. Mindesthandelsmengen) kaum möglich. Daher haben sich Aggregatoren als Dienstleister für die gebündelte Vermarktung und zentrale Steuerung von dezentralen Anlagenverbänden etabliert.

Anders als in der subventionsbasierten Vergütung sind Aggregatoren in der Direktvermarktung Risiken ausgesetzt: Volumenrisiken resultieren aus der Prognoseunsicherheit der zumeist dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und damit einhergehenden Ausgleichsenergiebedarfen. Preisrisiken entstehen durch Prognoseunsicherheiten auf den Strommärkten, auf denen die Angebotsabgabe zeitlich vor Bekanntwerden des Handelspreises erfolgen muss. Vor dem Hintergrund einer erforderlichen Marktintegration Erneuerbarer Energien wird die Bewertung von Risiken und die Ableitung von Gegenmaßnahmen in Form eines Risikomanagements zunehmend entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung.

Ziel der Vermarktungsplanung eines Aggregators ist daher eine Vermarktungsentscheidung, die zum einen den Erwartungswert des Vermarktungserlöses maximiert und zum anderen das Vermarktungsrisiko minimiert. Die Vermarktungsplanung unter Berücksichtigung von Risikomanagement weist aufgrund der Vielzahl von Anlagen, Marktoptionen sowie Unsicherheitsfaktoren eine hohe Komplexität auf. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ein automatisiertes Verfahren entwickelt, in dem ein optimaler Vermarktungserlös sowie die Risikoexposition quantifiziert werden und dabei die verfügbaren Risikomanagementmaßnahmen geeignet eingesetzt und bewertet werden können. Als Risikomanagement werden folgende Maßnahmen untersucht und bewertet:

- Hedging (Absicherung) mit Termingeschäften
- Regionale Diversifikation des dargebotsabhängigen Anlagenportfolios
- Einsatz von Flexibilitäten (Batteriespeicher, flexible Lasten etc.)

Das Verfahren gliedert sich in zwei Modellschritte. Im ersten Schritt werden die Unsicherheiten als diskrete, stochastische Szenarien modelliert. Als Faktoren für Unsicherheit werden alle, zum Zeitpunkt des Angebots, unbekannt Preise der betrachteten Märkte sowie die Einspeisung der dargebotsabhängigen Erzeugung berücksichtigt. Die Basis der Szenariogenerierung bilden exogen vorgegebene Prognosen sowie historische Prognosefehler. Mithilfe von Zeitreihenmodellen werden die statistischen Eigenschaften der historischen Prognosefehler analysiert und als stochastische Prozesse modelliert. Die Prognosen sowie stochastischen Prognosefehler werden zu Zeitreihen zusammengesetzt. Diese Zeitreihen der einzelnen Unsicherheitsfaktoren werden mithilfe von Monte-Carlo Verfahren unter Berücksichtigung stochastischer Abhängigkeiten zwischen Unsicherheitsfaktoren zu einer hohen Anzahl von Gesamtszenarien kombiniert. Da die Rechenkomplexität der Vermarktungsplanung mit zunehmender Szenarienzahl steigt, kommt ein Clusterverfahren zur Szenarioreduktion zum Einsatz.

Im zweiten Schritt erfolgt die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit. Neben den zuvor beschriebenen Szenarien gehen die Informationen zu den betrachteten Märkten sowie zum Anlagenportfolio als Eingangsdaten in die Planung ein. Je nach den betrachteten Marktoptionen sowie den verfügbaren Prognosedaten umfasst die Planung die Zeithorizonte Week-Ahead, Day-Ahead und Intraday. In diesen Zeithorizonten erfolgt die Vermarktungsentscheidung auf den betreffenden Märkten auf Basis der entsprechenden Prognosedaten für Preis und Erzeugung. Die Bewertung des Risikomanagements macht dabei eine geschlossene Betrachtung der Vermarktungsplanung über alle Zeithorizonte notwendig. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Interdependenzen zwischen den Märkten und Risikomanagementmaßnahmen (z. B. Kompensation von Day-Ahead Fahrplanabweichungen auf dem Intraday Markt). Die Zielfunktion der Planung setzt sich aus dem erwarteten Erlös über alle Szenarien sowie dem Risikomaß Conditional-Value-at-Risk (CVaR) zusammen. Je nach Risikoaversion des Entscheiders kann die Gewichtung zwischen den beiden Zielgrößen flexibel parametrisiert werden. Die Modellierung der Anlagentechnologien und Märkte folgt einem Bottom-Up Ansatz, in dem die Restriktionen jeder Anlage und jedes Marktes detailliert modelliert werden können. Dazu wird das Modell als Gemischt-Ganzzahliges Lineares Optimierungsproblem formuliert. Die Aggregation zu einem Anlagenverbund wird über Kopplungsnebenbedingungen realisiert.

Als Ergebnis liefert das Verfahren eine eindeutige Vermarktungsentscheidung unter Unsicherheit sowie die Zielgrößen, bestehend aus erwartetem Erlös und CVaR. Durch den Wert des CVaR sowie den Abstand zum erwarteten Erlös lässt

sich die Risikoexposition in der Vermarktungsentscheidung quantifizieren. Durch den Vergleich der Zielgrößen bei Nutzung der verschiedenen Risikomanagementmaßnahmen sowie bei der Variation der Risikoaversion kann der Einfluss der Maßnahmen bewertet werden.

Die beiden Modellschritte werden zunächst für ein Benchmark-Portfolio aus wenigen, deutschlandweit verteilten, dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und ohne Nutzung des Risikomanagements validiert. Als Marktdaten kommen historische Daten zum Einsatz. Die Validierungsergebnisse bilden den Ausgangspunkt für vier Untersuchungsszenarien mit den drei Risikomanagement-Maßnahmen Hedging mit Termingeschäften, Einsatz von Flexibilitäten und regionaler Diversifikation. Zunächst werden im Benchmark-Portfolio die Maßnahmen Termingeschäfte und Flexibilitäten einzeln untersucht. Anschließend wird zur Untersuchung der regionalen Diversifikation ein wirtschaftlich effizientes DEA-Portfolio aus deutschlandweiten Ausbaukandidaten zusammengestellt. Dieses bildet die Grundlage für die kombinierte Untersuchung aller drei Maßnahmen. Aus den Untersuchungen können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Insgesamt ermöglichen die Maßnahmen eine deutliche Steigerung der Wirtschaftlichkeit in der Direktvermarktung von Aggregatoren. Der Einfluss der einzelnen Maßnahmen unterscheidet sich dabei deutlich. Als entscheidender Faktor kann der Einfluss auf das Volumenrisiko und damit die Ausgleichsenergiebedarfe identifiziert werden.
- Termingeschäfte können in der Vermarktung dezentraler erneuerbarer Energien grundsätzlich zur Risikominderung beitragen. Bei gleichzeitiger Verfügbarkeit wird der Intraday Spotmarkt jedoch bevorzugt eingesetzt, da dieser eine stärkere und wirtschaftlichere Kompensation der Volumenrisiken ermöglicht.
- Die Integration von Flexibilitäten in ein DEA-Portfolio zeigt für verschiedene Flexibilitäts-Technologien eine positive Wirtschaftlichkeit und kann eine signifikante Verringerung der Risiken erreichen. Flexibilitäten zeigen jedoch einen abnehmenden Grenznutzen, weshalb die effiziente Dimensionierung der Anlagen entscheidend für die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme ist.
- Die regionale Diversifikation erreicht durch teilweise Kompensation der Prognosefehler der Einzelanlagen eine deutliche Verringerung der Volumenrisiken. Diese Verringerung ist dabei abhängig von der Anzahl der Standorte sowie der Korrelation der Prognosefehler. Die Wirtschaftlichkeit des Anlagenportfolios insgesamt hängt zwar in erster Linie von den jährlichen Erzeugungsmengen der Einzelstandorte ab. Durch die gezielte Diversifikation können jedoch auch weniger

geeignete Einzelstandorte die Wirtschaftlichkeit des Gesamtportfolios verbessern.

6.2 Ausblick

Im Rahmen der Entwicklung und exemplarischen Anwendung des Verfahrens werden an einigen Stellen Anknüpfungspunkte für weitere Forschungsarbeiten identifiziert.

Das entwickelte Verfahren zur Vermarktungsplanung unter Unsicherheit muss zur Abbildung von Interdependenzen zwischen verschiedenen Märkten als geschlossenes Optimierungsproblem implementiert werden. Dies erfordert auch die geschlossene Betrachtung der Zeithorizonte im Vermarktungsprozess. Aufgrund der hohen Komplexität des Gesamtproblems können die Entscheidungsprozesse und insbesondere der Anlagenbetrieb innerhalb der Zeithorizonte nicht in vollem Detailgrad abgebildet werden. In Zukunft wäre daher eine Kopplung des entwickelten Verfahrens mit einer rollierenden Vermarktungs- und Einsatzplanung interessant. Innerhalb der geschlossenen Planung kann eine initiale Vermarktungsentscheidung je Zeithorizont (z. B. die Aufteilung zwischen Day-Ahead und Intraday Vermarktung) getroffen werden. Innerhalb der rollierenden Planung wird anschließend die Vermarktungsentscheidung je Stufe mit höherem Detailgrad aktualisiert und der Anlageneinsatz festgelegt.

Innerhalb dieser Arbeit kommt zur Bewertung der regionalen Diversifikation sowie der Integration von Flexibilitäten eine optionale Verfahrenserweiterung zur Anlagenportfoliooptimierung auf Basis einer Heuristik zum Einsatz. In weiteren Forschungsarbeiten sollte diese in den Fokus gerückt werden, um den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen aus betriebswirtschaftlicher oder volkswirtschaftlicher Perspektive zu bewerten. Dabei sind zum einen methodische Weiterentwicklungen, z. B. als mathematisch exaktes Optimierungsproblem, aber auch inhaltliche Erweiterungen sinnvoll. Die langfristige Vorhersage von Kosten- und Erlösparametern über die Lebensdauer der Anlagen spielt für die Investitionsentscheidung eine signifikante Rolle. So erhöht beispielsweise die grundsätzliche Entwicklung von Marktpreisen und Betriebskosten die Genauigkeit der Bewertung. Aufgrund der inhärenten Unsicherheiten solcher Vorhersagen ist hier ebenfalls eine Optimierung unter Unsicherheit notwendig.

7 Literaturverzeichnis

- [Abb16] Abbaspourtorbati, F.; Conejo, A.; Wang, A.; Cherkaoui, R.: Three- or Two-stage Stochastic Market-Clearing Algorithm? In IEEE Transactions on Power Systems, 2016; S. 1–11.
- [Ago18] Agora Energiewende: The Future Cost of Electricity-Based, Köln, 2018.
- [Arn12] Arnesano, M.; Carlucci, A. P.; Laforgia, D.: Extension of portfolio theory application to energy planning problem – The Italian case, 2012, 39; S. 112–124.
- [ASU10] ASUE: BHKW-Grundlagen, Berlin, 2010.
- [Bac18] Backhaus, K.; Erichson, B.; Plinke, W.; Weiber, R.: Multivariate Analysemethoden. Eine anwendungsorientierte Einführung. Springer-Verlag; Springer Berlin Heidelberg, Berlin/Heidelberg, 2018.
- [Bar11] Barth, R.; Meibom, P.; Weber, C.: Simulation of short-term forecasts of wind and load for a stochastic scheduling model, 2011; S. 1–8.
- [Bir11] Birge, J. R.; Louveaux F.: Introduction to stochastic programming. Springer, New York, NY, 2011.
- [BMJ05] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. StromNVZ, 2005.
- [BMJ18] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz: Energiewirtschaftsgesetz. EnWG, 2018.
- [BMWi15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), 2015.
- [BMWi16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Marktanalyse 2016. Stand und Entwicklung der Weltweiten Erneuerbare Energien Märkte, 2016.
- [BNA12] Bundesnetzagentur: Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanz-ausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des

- Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, 2012.
- [BNA19] Bundesnetzagentur: EEG-Registerdaten und -Fördersätze. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, 06.01.2020.
- [Bol86] Bollerslev, T.: Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. In *Journal of Econometrics*, 1986, 31; S. 307–327.
- [Bor06] Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S.: *Stromhandel. Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement*. Schäffer-Poeschel, Stuttgart, 2006.
- [Bro11] Brooks, C.: *Introductory Econometrics for Finance*. Cambridge Univ. Press, Cambridge, 2011.
- [Car06] Carrion, M.; Arroyo, J. M.: A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21; S. 1371–1378.
- [Che10] Chen, P.: *Stochastic modeling and analysis of power system with renewable generation*. Department of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, 2010.
- [Coh13] Cohen, J.: *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences*. Taylor and Francis, Hoboken, 2013.
- [Con08] Conejo, A. J.; Garcia-Bertrand, R.; Carrion, M. et al.: Optimal Involvement in Futures Markets of a Power Producer. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23; S. 703–711.
- [Con10] Conejo, A. J.; Carrión, M.; Morales, J. M.: *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets (International Series in Operations Research & Management Science)*. Springer Science+Business Media LLC, Boston, MA, 2010.
- [Con14] Consentec: *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Aachen, 2014.

- [Dik15] Dikmen, O.; Yang, Z.; Oja, E.: Learning the Information Divergence. In IEEE transactions on pattern analysis and machine intelligence, 2015, 37; S. 1442–1454.
- [Doe06] Doege, J.: Valuation of flexibility for power portfolios. A dynamic risk engineering approach. Dissertation, Zürich, 2006.
- [DVG14] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten, Bonn, 2014.
- [DWD14] Baldauf, M.; Förstner J.; Klink, S. et al.: Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kurzestfrist COSMO-DE, Offenbach, 2014.
- [EEG17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG 17, 2016.
- [EEX16] European Energy Exchange: Wind Power Futures, 2016.
- [EEX17a] European Energy Exchange: Kontraktsspezifikation, Leipzig, 2017.
- [EEX17b] Rinck, M.: EEX Wind Power Futures, 2017.
- [Eic06] Eichhorn, A.; Romisch, W.: Mean-risk optimization models for electricity portfolio management. 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Piscataway, NJ, 2006.
- [Eic08] Eichhorn A.; Römisch W.: Dynamic risk management in electricity portfolio optimization via polyhedral risk functionals. Power & Energy Society; IEEE Power & Energy Society general meeting; IEEE PES general meeting, Piscataway, NJ, 2008.
- [Eic09] Eichhorn A.; Römisch W.: Dynamisches Risikomanagement in der Energiewirtschaft. In Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen, 2009.
- [EnBW19] EnBW: Was ist eigentlich Direktvermarktung? <https://www.enbw.com/geschaeftskunden/handelskunden/produkt/e/direktvermarktung/>, 04.01.2019.
- [EPE17a] EPEX Spot: Intraday Continuous. <https://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous>, 31.01.2017.

- [EPE17b] EPEX Spot: EPEX SPOT Operational Rules, 2017.
- [EU14a] EU Kommission: Communication from the Commission - A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030, 2014.
- [EU18] EU Parlament: Directive 2018/2001 - on the promotion of the use of energy from renewable sources. recast, 2018.
- [EU19] EU Kommission: Energy Prices and Costs in Europe. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brüssel, 2019.
- [Eyd03] Eydeland, A.; Wolyniec, K.: Energy and power risk management. New developments in modeling, pricing, and hedging. Wiley, Hoboken, N.J, 2003.
- [Gar08] Garcia-Gonzalez, J.; La Muela, R. de; Santos, L.; Gonzalez, A.: Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market. In IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23; S. 460–468.
- [Gen10] Genoese, M.: Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Nomos, Baden-Baden, 2010.
- [Goh15] Gohsen, D.: Integrierte marktwirtschaftliche Portfoliooptimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2015.
- [Gra14] Graeber, D. R.: Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2014.
- [Gra15] Gratenau, J.: Ergebnisbericht - Flexibler Wärmestrom, Stuttgart, 2015.
- [Hag15] Hagemann, S.; Weber, C.: Trading Volumes in Intraday Markets. Theoretical Reference Model and Empirical Observations in Selected European Markets, 2015.
- [Han05] Hansen, P. R.; Lunde, A.: A forecast comparison of volatility models: does anything beat a GARCH(1,1)? In Journal of Applied Econometrics, 2005, 20; S. 873–889.

- [Hei03] Heitsch, H.; Römisch, W.: Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming. In Computational Optimization and Applications, 2003, 24; S. 187–206.
- [Hei09a] Heitsch, H.: Szenariobaumapproximation für stochastische Optimierungsprobleme in der Energiewirtschaft. 8. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, VDI-Verl., Düsseldorf, 2009a.
- [Hei09b] Heitsch, H.; Henrion, R.; Küchler, C.; Römisch W.: Generierung von Szenariobäumen und Szenarioreduktion für stochastische Optimierungsprobleme in der Energiewirtschaft. Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen, LIT, Berlin, 2009b.
- [Hul12] Hull, C.: Options, futures, and other derivatives. Pearson, Boston, Mass., 2012.
- [Hun06] Hundt, M.; Swider, D.; Voß, A.: Einfluss von Unsicherheit und Flexibilität auf den Wert von Kraftwerksinvestitionen, 2006.
- [IEA17] IEA - International Energy Agency: CO2 Emissions from Fuel Combustion 2017 - Highlights, 2017.
- [IRE17] International Renewable Energy Agency (IRENA): Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, Abu Dhabi, 2017.
- [IRE18] International Renewable Energy Agency (IRENA): Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050, Abu Dhabi, 2018.
- [IRE19] International Renewable Energy Agency (IRENA): Renewable Capacity Statistics 2019, Abu Dhabi, 2019.
- [ISE18] Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Freiburg, 2018.
- [Koc11] Koch, T.; Leövey, H.; Mirkov, R. et al.: Szenariogenerierung zur Modellierung der stochastischen Ausspeiselasten in einem Gastransportnetz. VDI-Verlag, 2011.
- [Koo14] Koopmann, S.; Nicolai, S.; Schnettler, A.: Multifunctional operation of a virtual power plant in an active distribution grid: Modelling approaches and first field test experiences from the SmartRegion Pellworm project. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, 2014.

- [Koo16] Koopmann, S.: Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen. Dissertation, 2016.
- [Kri12] Kriele, M.; Wolf, J.: Risikomaß. Wertorientiertes Risikomanagement von Versicherungsunternehmen. Springer, Berlin/Heidelberg, 2012.
- [Lam08] Lamiri, M.; Xie, X.; Dolgui, A.; Grimaud, F.: A stochastic model for operating room planning with elective and emergency demand for surgery. In *European Journal of Operational Research*, 2008, 185; S. 1026–1037.
- [Lan11] Lange, B.; Rohrig, K.; Dobschinski, J.: Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren, 2011.
- [Li05] Li, T.; Shahidehpour, M.: Price-Based Unit Commitment. A Case of Lagrangian Relaxation Versus Mixed Integer Programming. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, 20; S. 2015–2025.
- [Li07] Li, T.; Shahidehpour, M.; Li, Z.: Risk-Constrained Bidding Strategy With Stochastic Unit Commitment. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22; S. 449–458.
- [Lor08] Lorenz, E.; Hurka, J.; Karampela, G. et al.: Qualified forecast of ensemble power production by spatially dispersed grid-connected pv systems. In *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2008.
- [Lor09] Lorenz, E.; Hurka, J.; Heinemann, D.; Beyer, H. G.: Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems. In *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 2009, 2; S. 2–10.
- [Mar52] Markowitz, H.: PORTFOLIO SELECTION*. In *The Journal of Finance*, 1952, 7; S. 77–91.
- [Mas09] Mashhour, E.; Moghaddas-Tafreshi, S. M.: A review on operation of micro grids and Virtual Power Plants in the power markets. *2nd International Conference on Adaptive Science & Technology (ICAST)*, Accra, 2009.
- [Mat05] MateoGonzalez A., MunozSanRoque A., Garcia-Gonzalez J.: Modeling and Forecasting Electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, 20; S. 13–24.

- [McC05] McCall, J.: Genetic algorithms for modelling and optimisation. In *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 2005, 184; S. 205–222.
- [Mel10] Mellit, A.; Pavan, A. M.: A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network. Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. In *Solar Energy*, 2010, 84; S. 807–821.
- [Mil12] Milligan, M.; Donohoo, P.; O'Malley, M.: *Stochastic Methods for Planning and Operating Power Systems with Large Amounts of Wind and Solar Power*. 11th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Lissabon, 2012.
- [Mor09] Morales, J. M.; Pineda, S.; Conejo, A. J.; Carrion, M.: Scenario Reduction for Futures Market Trading in Electricity Markets. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24; S. 878–888.
- [Mor10a] Morales, J. M.; Conejo, A. J.; Perez-Ruiz, J.: Short-Term Trading for a Wind Power Producer. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010, 25; S. 554–564.
- [Mor10b] Morales, J. M.; Mínguez, R.; Conejo, A. J.: A methodology to generate statistically dependent wind speed scenarios. In *Applied Energy*, 2010, 87; S. 843–855.
- [Mül12] Müller-Gronbach, T.; Novak, E.; Ritter K.: *Monte Carlo Algorithmen*. Springer, Berlin/Heidelberg, 2012.
- [NCS16] NCSL: *Integrating Renewable Energy*, 2016.
- [Ngu15] Nguyen, D. T.; Le, L. B.: Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators With Demand Response. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6; S. 135–146.
- [OFG19] OFGEM: Feed-In Tariff (FIT) rates. <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>, 06.01.2020.
- [OSM19] OpenStreetMap. <https://www.openstreetmap.org/copyright>.
- [Pan13a] Pandžić, H.; Kuzle, I.; Capuder, T.: Virtual power plant mid-term dispatch optimization. In *Applied Energy*, 2013, 101; S. 134–141.

- [Pan13b] Pandžić, H.; Morales, J. M.; Conejo, A. J.; Kuzle, I.: Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming. In *Applied Energy*, 2013, 105; S. 282–292.
- [Pfe15] Pfeifroth, P. M.: Modellierung der Einsatzplanung funktionaler Stromspeicher für Strom- und Regelleistungsmärkte. Dissertation, München, 2015.
- [Pie09] Pietz, M.: Risk Premia in the German Electricity Futures Market. In *SSRN Electronic Journal*, 2009.
- [Pol17] Pollok, T.: Markt- und netzorientierter Einsatz von dezentralen Technologien und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Verteilungsnetzen. Dissertation, Aachen, 2017.
- [Pro14] Prognos AG, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Basel/Köln/Osnabrück, 2014.
- [Pud08] Pudjianto, D.; Ramsay, C.; Strbac, G.: Microgrids and virtual power plants. Concepts to support the integration of distributed energy resources. In *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2008, 222; S. 731–741.
- [r2b10] r2b Energy Consulting; Consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, 2010.
- [Rat13] Raths, S.: Multi Level European Electricity Market Simulation Using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation, Rotterdam, 2013.
- [Reg11] Regelleistung.net: Rahmenvertrag Sekundärregelleistungserbringung. RV SRL, 2011.
- [Reg20] Regelleistung.net: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. <https://www.regelleistung.net>.
- [Roo15] Roon, S. von; Eberl, B.; Hinterstocker, M.: Limitierte Gebote im Day-Ahead Handel als Maß für Liquidität und Preisaufschlag im Intraday-Markt. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2015.

- [Sal08] Saltelli, C.; Chan, K.; Scott, E. M.: Sensitivity Analysis. Wiley, Chichester, 2008.
- [Sch10] Schaumann, G.; Schmitz, K. W.: Kraft-Wärme-Kopplung. Springer, Berlin/Heidelberg, 2010.
- [Sch17] Schweer, D.: Portfoliobewirtschaftung von direktvermarkteten regenerativen Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern unter Berücksichtigung von Unsicherheiten in Deutschland. Dissertation, Aachen, 2017.
- [Sha17] Shayegan-Rad, A.; Badri, A.; Zangeneh, A.: Day-ahead scheduling of virtual power plant in joint energy and regulation reserve markets under uncertainties. In Energy, 2017, 121; S. 114–125.
- [Shi12] Shi, J.; Lee, W.-J.; Liu, Y. et al.: Forecasting Power Output of Photovoltaic Systems Based on Weather Classification and Support Vector Machines. In IEEE Transactions on Industry Applications, 2012, 48; S. 1064–1069.
- [Som10] Soman, S. S.; Zareipour, H.; Malik, O.; Mandal, P.: A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. North American Power Symposium 2010, Arlington, 2010.
- [Sow16] Sowa, T.: Modellierung der Einsatzplanung lokaler Virtueller Kraftwerke. Dissertation, Aachen, 2016.
- [Sta19] Statkraft Markets GmbH: Direktvermarktung. <https://www.statkraftdirektvermarktung.de/direktvermarktung/mo-dell-was-ist-direktvermarktung/>, 04.01.2019.
- [Ste12] Steck, M.: Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke. Dissertation, München, 2012.
- [Ste17] Steurer, M.: Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation, Stuttgart, 2017.
- [Str18] Stroband, A.: Verfahren zur Dimensionierung und Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dissertation, Aachen, 2018.

- [Stu12] Sturt, A.; Strbac, G.: Efficient Stochastic Scheduling for Simulation of Wind-Integrated Power Systems. In IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27; S. 323–334.
- [Swa15] Winter, S.: SwarmGrid. Sicherer Betrieb von Energienetzen durch Nutzerschwarm-Systemdienstleistungen. <https://forschung-stromnetze.info/projekte/sicherer-betrieb-von-energienetzen-durch-nutzerschwarm-systemdienstleistungen/>.
- [Taj14] Tajeddini, M. A.; Rahimi-Kian, A.; Soroudi, A.: Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming. In Energy, 2014, 73; S. 958–967.
- [Tei10] Teive, R.; Lange, T.; Arfux, G. et al.: A Decision Support System for Energy Trading and Portfolio Optimization. 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, 2010.
- [Thi17] Thie, N.; Vasconcelos, M.; Schnettler, A.; Kloibhofer, L.: Influence of European Market Frameworks on Market Participation and Risk Management of Virtual Power Plants. 27-29 June 2018. IEEE, Piscataway, NJ, 2017.
- [Thi19] Thie, N.; Vasconcelos, M.: Evaluating the Business Case for Flexibilities as Risk Management in Direct Marketing of Renewable Energies. 42nd IAEE International Conference, Montreal, 2019.
- [Tög07] Töglhofer, C.: Einsatzpotentiale von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien, Graz, 2007.
- [Töp17] Töpfer, K.; Adigbli, P.; Martin, A.: Ein deutsch-französischer Erfahrungsbericht zur Marktintegration von erneuerbaren Energien, Paris, 2017.
- [Tri19] Trianel: Mehrerlöse durch optimale 24/7-Vermarktung. <https://www.trianel.com/produkte/direktvermarktung/>, 04.01.2019.
- [Trö10] Tröschel, M.: Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken. Dissertation, Oldenburg, 2010.
- [ÜNB19] EEG-Mengentestat 2018 auf Basis von Prüfungsvermerken. Angaben zu kaufmännisch abgenommenen Strommengen und Einspeisevergütungen nach EEG, 2019.

- [UNO16] UNO: Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Paris, 2016.
- [Wan15] Wan, C.; Zhao, J.; Song, Y. et al.: Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management. In *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2015, 1; S. 38–46.
- [Was15] Wasowicz, B.: Multifunktionaler Einsatz von Energiespeichern in engpassbehafteten Verteilungsnetzen. Dissertation, Aachen, 2015.
- [Web10] Weber, C.: Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. In *Energy Policy*, 2010, 38; S. 3155–3163.
- [Wel16] Welch, M.: Improving the Flexibility and Efficiency of Gas Turbine-Based Distributed Power Plant. 8th International Gas Turbine Conference, Brüssel, 2016.
- [Wer14] Weron, R.: Electricity price forecasting. A review of the state-of-the-art with a look into the future. In *International Journal of Forecasting*, 2014, 30; S. 1030–1081.
- [Wie10] Wiesner, M.: Der Stromgrosshandel in Deutschland. Lang Peter GmbH Internationaler Verlag der Wissenschaften, Frankfurt, 2010.
- [Wür06] Würtz, D.; Chalabi, Y.; Luksan, L.: Parameter Estimation of ARMA Models with GARCH / APARCH Errors. In *Journal of Statistical Software*, 2006; S. 28–33.
- [Zam16] Zamani, A. G.; Zakariazadeh, A.; Jadid, S.: Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. In *Applied Energy*, 2016, 169; S. 324–340.

Anhang

A.1 Ergänzende Analyseergebnisse

Korrelationsanalyse Exogene Faktoren

Zur Bestimmung relevanter exogener Faktoren für die Auswahl der ARMA-Modelle wurde eine Korrelationsanalyse möglicher exogener Faktoren durchgeführt. Dazu wurde jeweils die Korrelation der deutschlandweiten Windkraft-, PV- und Spotpreisprognosefehler untersucht. Die Ergebnisse sind grafisch in Abbildung A-1 - Abbildung A-3 dargestellt. Darüber hinaus zeigt Tabelle A-1 die resultierenden Korrelationskoeffizienten.

Tabelle A-1: Zusammenfassung der Korrelationskoeffizienten der exogenen Faktoren

	PV- Prognose	Windkraft- prognose	Last- prognose	Spotpreis- prognose	PV-Fehler	Windkraft- -Fehler	Last- Fehler	Spotpreis- Fehler
PV	-	0,02	-0,07	-0,01	-	0,02	-0,10	-0,01
Windkraft	0,06	-	-0,02	0,08	0,02	-	-0,02	-0,08
Spotpreis	0,00	0,00	0,00	-	-0,01	-0,08	0,16	-

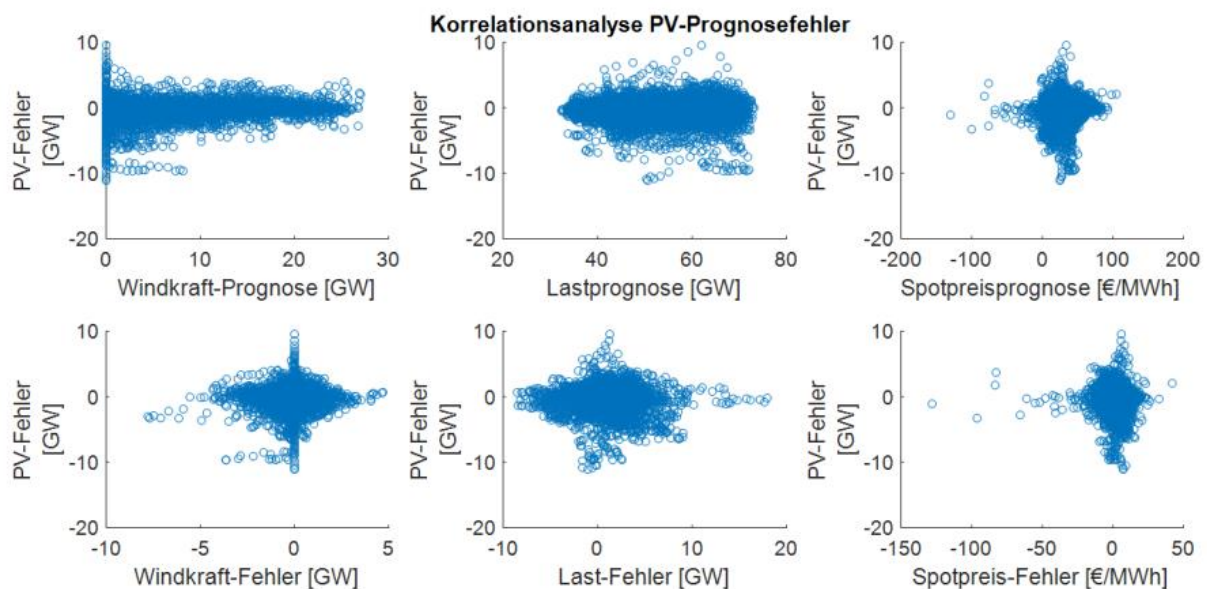


Abbildung A-1: Korrelation der PV-Prognosefehler zu möglichen exogenen Faktoren

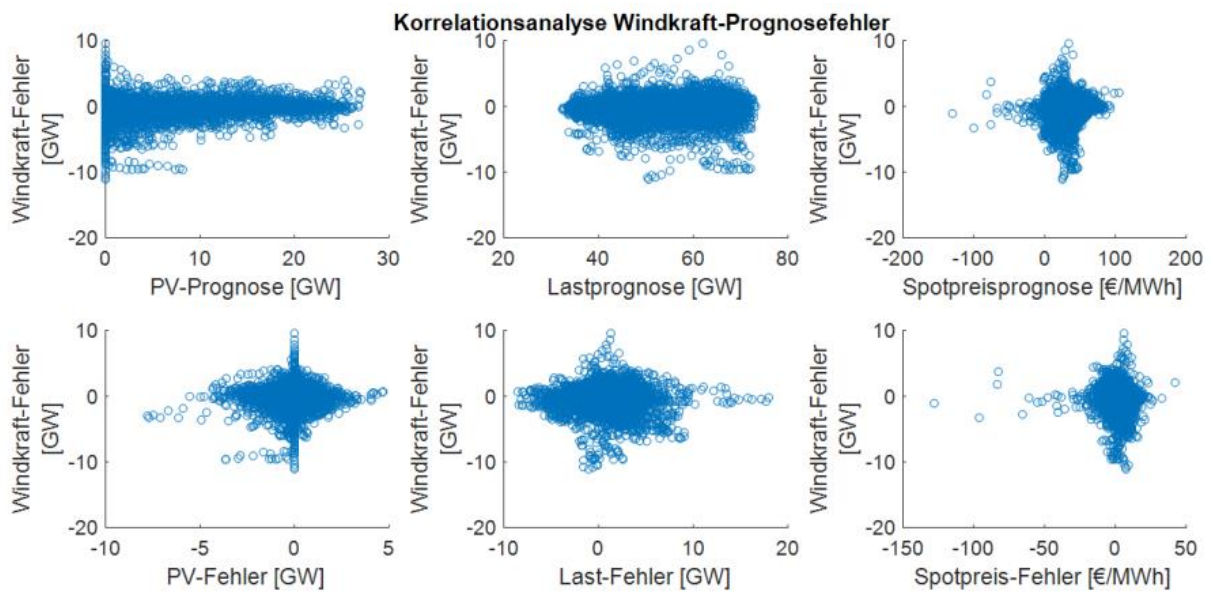


Abbildung A-2: Korrelation der Windkraft-Prognosefehler zu möglichen exogenen Faktoren

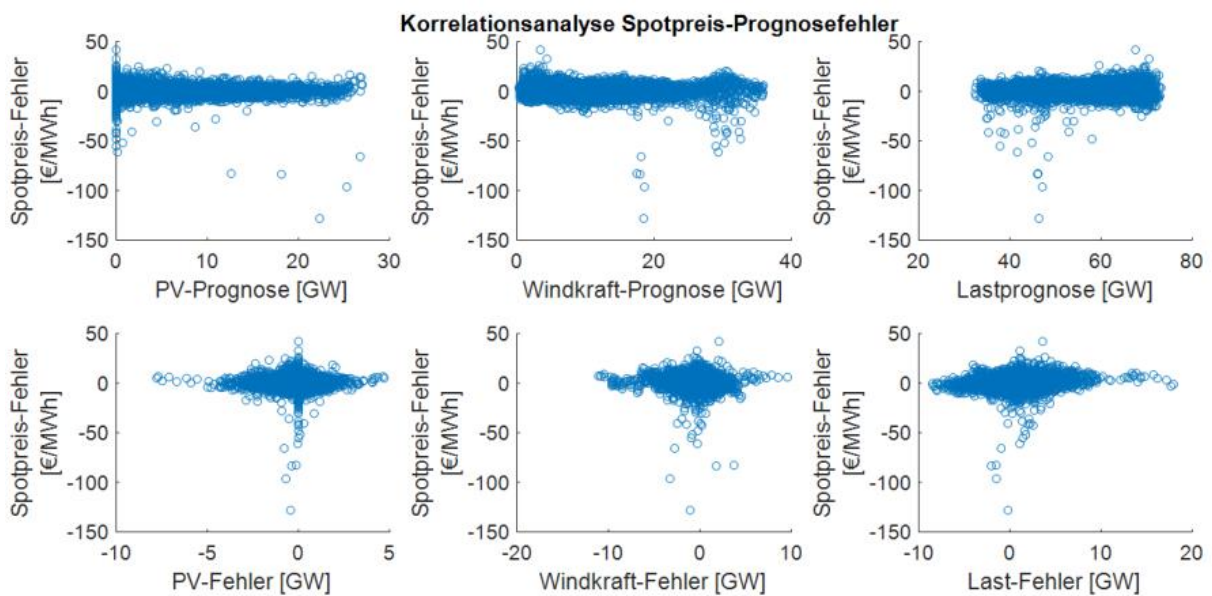


Abbildung A-3: Korrelation der Spotpreis-Prognosefehler zu möglichen exogenen Faktoren

A.2 Vorstellung der Marktdaten im Untersuchungsfall

Die Preisdaten des Untersuchungsfalls entstammen dem Jahr 2016 und dienen als Grundlage der Szenariogenerierung. Die Preisdaten der Strompreise sind in Tabelle A-2 dargestellt. Tabelle A-3 zeigt außerdem die angenommenen Kostenparameter für Flexibilitäten.

Tabelle A-2: Kenndaten der Strommarktpreise (Spot und Futures Markt)

[€/MWh]	Day-Ahead	Intraday	Week Power Futures
Mittelwert	28,98	31,71	28,95
Std. Abw.	12,48	13,98	6,45
Maximum	104,96	121,66	45,52
Minimum	-130,09	-81,04	16,40
Prognose MAE	4,66	5,71	0,00

Tabelle A-3: Kostenparameter der Flexibilitätsoptionen basierend auf [ISE18], [IRE17], [Koo16]

Technologie	CAPEX	Fixe OPEX	Variable OPEX	Lebenszeit [Jahren]
WKA	1,4 Mio. €/MW	30 Tsd. €/MW	-	25
PV	900 Tsd. €/MW	2,5% von CAPEX	-	25
BHKW	2,7 Mio. €/MW	4% von CAPEX	30 €/MWh _{th}	30
BSS	450 Tsd. €/MW	1% von CAPEX	-	15
P2G	1 Mio. €/MW	3% von CAPEX	-	15
EV pool	450 €/unit	30 €/unit	-	5
P2H pool	450 €/unit	30 €/unit	-	5

A.3 Erweiterung zur Portfoliooptimierung

Verfahrensübersicht

Die in dieser Dissertation entwickelte Erweiterung der Vermarktungsplanung zur Portfoliooptimierung und –bewertung für Aggregatoren dezentraler Anlagenverbünde basiert auf einem genetischen Algorithmus mit zwei Subproblemen (vgl. Abbildung A-4) [Thi19]. Innerhalb der beiden Subprobleme ist die Auswahl des Portfolios aus dargebotsabhängigen DEA (Stufe 1), d.h. Windkraft- und Photovoltaikanlagen, von der Dimensionierung der Flexibilitätsoptionen getrennt (Stufe 2). Die Trennung ergibt sich aus den unterschiedlichen Anforderungen und Herausforderungen bei der Einsatzplanung von dargebotsabhängigen DEA einerseits und Flexibilitäten andererseits.

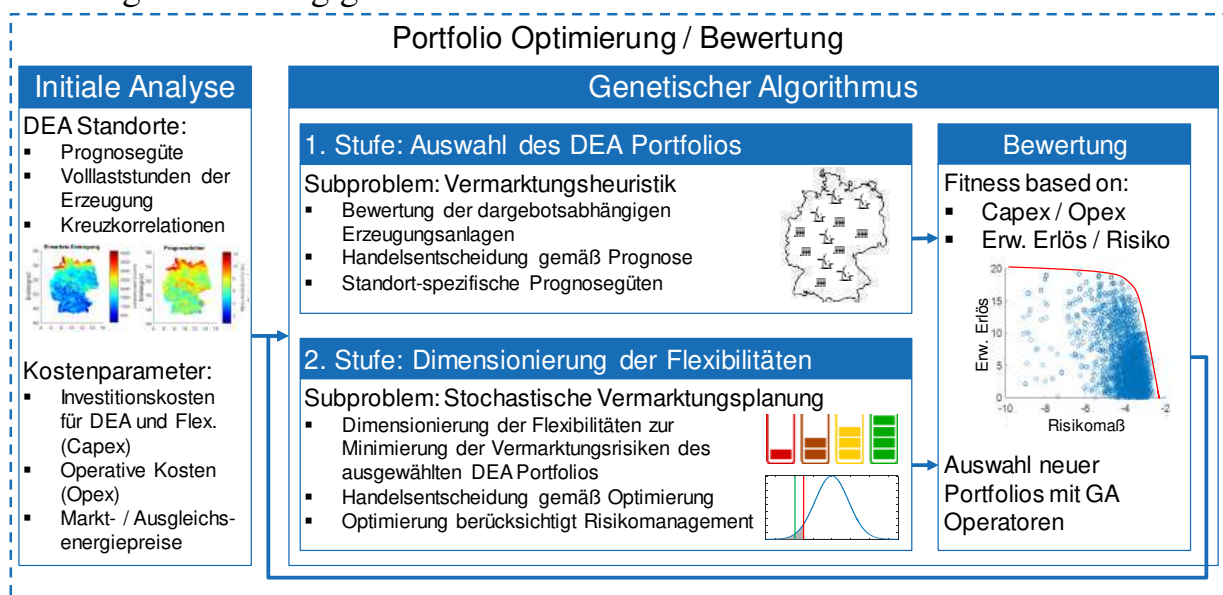


Abbildung A-4: Übersicht des entwickelten Modells zur Portfoliooptimierung und –bewertung [Thi19]

Die Bewertung der dargebotsabhängigen DEA erfordert eine standortspezifische Analyse der Wetterbedingungen und der jeweiligen Erzeugungseigenschaften. Dies führt zu einer hohen Anzahl möglicher Anlagen-Kandidaten und damit zu einer hohen Komplexität bei der Portfoliooptimierung. Andererseits ist die operative Vermarktungsplanung für diese Technologien vergleichsweise einfach, da die dargebotsabhängige DEA nur wenig Flexibilität und damit kaum Entscheidungsfreiheit aufweisen. Insbesondere bei positiven Marktpreisen kann eine Abregelung von DEA, welche den einzigen Freiheitsgrad im Betrieb darstellt, vernachlässigt werden. Die gehandelte Energiemenge auf den Spotmärkten kann somit in der Vermarktungsheuristik durch die Prognose approximiert werden. Weicht die tatsächliche Erzeugung von der Prognose ab, treten Fahrplanabweichungen in Höhe der Differenz zwischen prognostizierter

und tatsächlicher Erzeugung auf, die durch den Bezug von Ausgleichsenergie ausgeglichen werden müssen.

Im Gegensatz dazu weist die Bewertung von Flexibilitätsoptionen andere Herausforderungen auf. In einer ersten Annäherung kann jede Flexibilitätstechnologie durch eine einzige aggregierte Anlage dargestellt werden, da die Standorte der Anlagen keinen Einfluss auf die Dimensionierungsentscheidung haben. Daher kann das Problem der Portfoliooptimierung auf eine Variable pro Flexibilitätstechnologie reduziert werden, wodurch eine geringe Komplexität des Masterproblems erreicht wird. Das operative Subproblem auf der anderen Seite muss aus der vollständigen stochastischen Vermarktungsplanung bestehen (vgl. Abschnitt 0). Die stochastische Vermarktungsplanung ist notwendig, um die technischen und eigentümerinduzierten Einschränkungen der Flexibilitäten sowie Interdependenzen zwischen den Anlagen angemessen zu modellieren. Aufgrund der hohen Rechenkomplexität kann dieses operative Subproblem nur für eine begrenzte Anzahl von Portfolios in angemessener Zeit gelöst werden. Daher ist es für Stufe 1 nicht anwendbar.

Beide Teilprobleme simulieren die Marktteilnahme des Anlagenportfolios über ein ganzes Jahr in einer stündlichen Zeitauflösung.

Masterproblem der Portfoliooptimierung

Das beschriebene Verfahren kann entweder zur Portfoliooptimierung oder als Bewertungsmodell für vorgegebene Portfolios verwendet werden. Wenn es zur Optimierung verwendet wird, besteht die Modellinfrastruktur des genetischen Algorithmus (GA), welcher das Masterproblem darstellt, aus den Phasen Initialisierung, Fitnessbewertung und genetischen Operatoren zur Bestimmung neuer Kandidatenportfolios [McC05]. Wenn es nur für die Portfoliobewertung verwendet wird, kann der Benutzer des Verfahrens auch Portfolios vordefinieren. In diesem Fall werden die Genoperatoren nicht zur Bestimmung neuer Portfoliokandidaten herangezogen und nur die vordefinierten Portfolios untersucht.

Initialisierung

In der Initialisierungsphase wird der Lösungsraum (Populationsraum) definiert. Jeder Anlagenkandidat wird darin als diskrete Variable x_n kodiert, die die gesamte installierte Kapazität (z.B. KWK- und Batteriespeichersystem) oder die Anzahl der integrierten Pooleinheiten (z.B. P2H- und EV-Pools) darstellt. Die oberen und unteren Grenzen jeder Anlagen-Variable können vom Benutzer parametrisiert werden. Zusätzlich müssen für jede Anlage Kostenparameter

(CAPEX und OPEX) definiert werden. Das Modell ermöglicht entweder eine zufällige Initialisierung oder eine Initialisierung einer vordefinierten Startpopulation. Die zufällige Initialisierung berücksichtigt daher verschiedene Arten von Portfolios:

- Null-Portfolio (es werden keine Anlagen-Kandidaten ausgewählt / Benchmark-Fall)
- Ein-Technologie-Portfolios (es werden nur Kandidaten einer Technologie ausgewählt)
- Multi-Technologie Portfolios (Kandidaten aller verfügbaren Technologien werden ausgewählt)

Die initialisierten Portfolios bilden die erste Generation des GA und werden den Subproblemen übergeben. Sie werden mit der heuristischen Einsatzplanung (Stufe 1) oder der stochastischen Einsatzoptimierung (Stufe 2) bewertet, je nachdem, ob Flexibilitäten in das Portfolio integriert sind.

Fitness Bewertung

Nach der Simulation der Portfolios in den operativen Subproblemen (vgl. Abschnitt 0) wird ihre Fitness F als Return on Investment (RoI) definiert und anhand der operativen Ergebnisse (OP) aus dem Subproblem sowie der Investitionskosten pro Jahr (CAPEX) bewertet (vgl. Gleichung (A-1)). Die Investitionskosten werden mit dem Annuitätsfaktor ann_n in CAPEX umgerechnet, der von der kalkulatorischen Verzinsung r sowie der Lebensdauer der Anlage n abhängt (vgl. Gleichung (A-2) - (A-3)).

$$F = (OP - CAPEX)/CAPEX \quad (\text{A-1})$$

$$CAPEX = \sum_{n=1}^N ann_n \cdot C_n^{inv} \cdot x_n \quad (\text{A-2})$$

$$\text{Mit: } ann_n = \frac{(1+r)^n \cdot n}{(1+r)^n - 1} \quad (\text{A-3})$$

Die Ergebnisse des operativen Subproblems berücksichtigen die Unsicherheit aufgrund von Marktrisiken und umfassen die erwarteten Erlöse und Betriebskosten $E(REV_s - OPEX_s)$ über alle Szenarien hinweg sowie das Risikomaß CVaR zur Quantifizierung der Risikoexposition (vgl. Gleichung (A-4)). Je höher die Risikoaversion $\beta \in [0,1]$, desto entscheidender ist das Risikomaß innerhalb der Gesamtfitness. Eine intuitive Erklärung des CVaR kann wie folgt formuliert werden: Je weiter der CVaR unter dem erwarteten Umsatz liegt, desto riskanter ist die Dispositionsentscheidung. Die minimale

Risikoexposition (Risiko Null) ist erreicht, wenn CVaR und erwartete Erträge identisch sind. Daher versucht das Modell, den erwarteten Umsatz zu maximieren und gleichzeitig den CVaR so nah wie möglich an den erwarteten Umsatz heranzuführen (vgl. Abschnitt 3.2).

$$OP = (1 - \beta) \cdot E(REV_s - OPEX_s) + \beta \cdot CVaR \quad (\text{A-4})$$

Die Fitnesswerte werden anhand verschiedener Abbruchkriterien getestet, um das Konvergenzverhalten für eine optimale Lösung zu bestimmen. Die Konvergenz ist erreicht und der GA wird beendet, wenn eines dieser Kriterien erfüllt ist:

- Keine Veränderung des besten Fitnesswertes in den letzten beiden Generationen
- Keine signifikanten Veränderungen (>1%) im 25%-Quantil aller Individuen in den letzten zwei Generationen.
- Maximale Anzahl an Generationen erreicht (Abbruch ohne Konvergenz)

Genetische Operatoren

Sind die Abbruchkriterien nicht erfüllt, wird eine neue Generation von Portfolios erzeugt. Dies geschieht unter Verwendung der genetischen Operatoren Selektion, Rekombination und Mutation [McC05].

- Bei der **Selektion** werden Portfolios aus der Vorgängergeneration (Elterngeneration) abgeleitet, um die neue Kindergeneration zu bilden. In diesem Modell wird die Turnierauswahl verwendet, die Portfolios aus einem Turnier mit zufälligen Elternportfolios auswählt. Das Portfolio mit dem höchsten Fitnesswert wird auf die Kindergeneration übertragen.
- Bei der **Rekombination** werden die ausgewählten Kinderportfolios durch zufälligen Tausch von Anlagen kombiniert. Somit können innerhalb des Lösungsraums völlig neue Anlagenkombinationen gefunden werden.
- Während **der Mutation** werden die Variablen der einzelnen Anlagen in einem Kinderportfolio innerhalb ihrer Grenzen verändert. Dies ermöglicht eine leichte Erweiterung oder Reduzierung bestehender Portfolios, ohne die Gesamtportfoliokonstellation zu verändern.

Subproblem der Portfoliooptimierung

In den Subproblemen kommen eine Vermarktungsheuristik sowie die stochastische Vermarktungsplanung zum Einsatz (vgl. Abschnitt 4.4). Die Eingangsdaten der Heuristik gleichen dabei denen der stochastischen Vermarktungsplanung und bestehen aus Szenarien für Erzeugung und Marktpreisen sowie den Anlagendaten des Portfolios. Da in der Heuristik nur dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen betrachtet werden, wird eine

Handelsentscheidung gemäß der Erzeugungsprognose angenommen. Die stochastischen Szenarien stellen mögliche Ergebnisse für die tatsächliche Erzeugung dar und bestimmen somit die Fahrplanabweichung. Alle Fahrplanabweichungen müssen durch Ausgleichsenergie kompensiert werden.

Die operativen Erlöse REV_s eines Portfolios werden nach Gleichung (A-5) berechnet. Die prognostizierte Erzeugungsmenge $P_{t,n}^{FC}$ im Zeitschritt t wird für alle Portfoliowerte $n \in N$ aufsummiert und mit den jeweiligen Szenarien der Spotmarktpreise $c_{s,t}^{Spot}$ multipliziert. Wenn eine Anlage n zusätzlich eine Subvention erhält, z.B. Marktprämie in Deutschland, kann diese über $subs_n$ in die Erlöse einbezogen werden.

$$REV_s = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (c_{s,t}^{Spot} + subs_n) \cdot P_{t,n}^{FC} \right) \quad (\text{A-5})$$

Die Betriebskosten $OPEX_s$ sind szenarioabhängig und beinhalten variable Erzeugungskosten c_n^{var} sowie Ausgleichsenergiekosten, die durch Multiplikation der Ausgleichsenergiepreise c_t^{AE} mit den szenariospezifischen Fahrplanabweichungen $P_{s,t}^{BE}$ ermittelt werden (vgl. Gleichung (A-6)). Die Fahrplanabweichungen ergeben sich aus der Differenz zwischen der szenariospezifischen Erzeugung $P_{s,n,t}^{Act}$ und der Prognose $P_{n,t}^{FC}$ (vgl. Gleichung (A-7)).

$$OPEX_s = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (c_n^{var} \cdot P_{t,n}^{FC}) + c_t^{AE} \cdot P_{s,t}^{BE} \right) \quad (\text{A-6})$$

$$\text{Mit: } P_{s,t}^{BE} = \left| \sum_{n=1}^N P_{s,n,t}^{Act} - P_{n,t}^{FC} \right| \quad (\text{A-7})$$

A.4 Sensitivitätsanalyse zu Flexibilitäten

Innerhalb der Bewertung der Flexibilitäten als Risikomanagement in Verbänden dezentraler Erzeugungsanlagen können die Parameter für Investitions- und Ausgleichsenergiekosten als die beiden entscheidenden Annahmen identifiziert werden (vgl. Abschnitt 5.3.2). Aus diesem Grund wird eine systematische Variation dieser Parameter in 10%-Schritten ausgehend von den Standardannahmen (Variationsparameter 1) vorgenommen (vgl. Tabelle A-3). Somit kann deren Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit der Flexibilitäten analysiert werden. In Abbildung A-5 ist jeweils die wirtschaftlichste Anlagenauslegung der untersuchten Flexibilitätstechnologien in Abhängigkeit von AE-Kosten (links) und Investitionskosten (rechts) dargestellt.

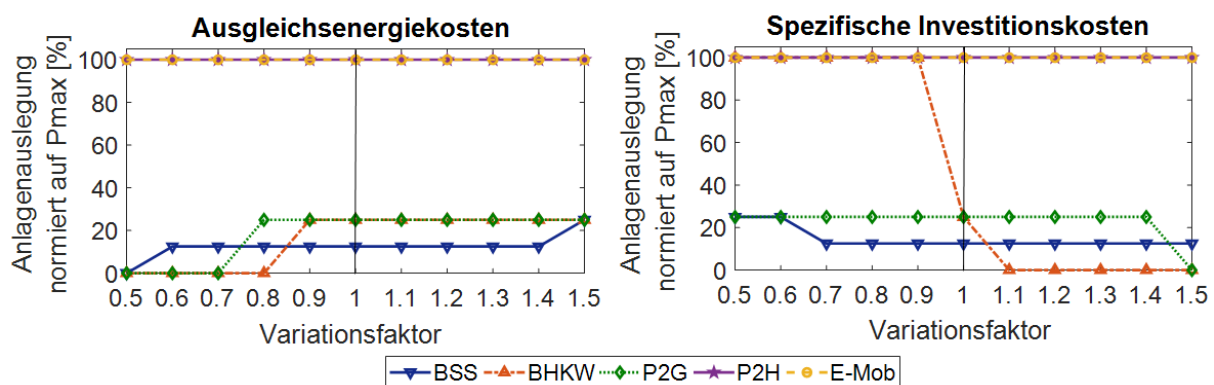


Abbildung A-5: Änderung der optimalen Flexibilitätsauslegung in Abhängigkeit von Ausgleichsenergie- und Investitionskosten

Für drei der fünf Technologien (BSS, P2G, E-Mob) bleibt die optimale Auslegung nahezu stabil. Erst ab einer Reduktion der AE-Kostenannahmen um 30% ist beispielsweise für P2G eine Nicht-Investition wirtschaftlicher. Für E-Mobilität ist sogar bei +/-50%-Änderungen keine Veränderung festzustellen. Am stärksten reagiert die BHKW-Auslegung auf die angenommenen Kostenparameter. Hier liegt die Standardannahme der Investitionskosten im Knickpunkt, wobei sich die optimale Auslegung zwischen 90% und 110% der Standardannahme von 100% der maximalen Leistung auf Nicht-Investition verändert. Auch eine Veränderung der Ausgleichsenergiekosten auf 80% der Standardannahme würde die Nicht-Investition zur wirtschaftlichsten Option machen.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass ein Großteil der Flexibilitätstechnologien auch bei veränderten Kostenannahmen eine wirtschaftliche Option für das Risikomanagement sind und somit ein robustes Ergebnis darstellen. Die Untersuchung des BHKW zeigt allerdings, dass im Einzelfall möglichst genaue Informationen notwendig sind, um die Wirtschaftlichkeit bewerten zu können

Abkürzungsverzeichnis

ACF	Autokorrelationsfunktion
AE	Ausgleichsenergie
AEP	Ausgleichsenergiepreis
AP	Arbeitspreis
APARCH	Asymmetric Autoregressive Conditional Heteroskedasticity
AR	Auto-Regressiv
ARCH	Autoregressive Conditional Heteroskedasticity
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving-Average
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
CV	Clusterverfahren
CVaR	Conditional Value-at-Risk
DA	Day-Ahead
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EK	Einkauf
el	elektrisch
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
FIT	Feed-In Tariff
GAP	Grenzarbeitspreis
GARCH	Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity

GGLP	Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung
GLP	Grenzeleistungspreis
HT	Hochtarif
ID	Intraday
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KI	Künstliche Intelligenz
kW	Kilo-Watt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
MA	Moving Average
MAE	Mittlerer Absoluter Fehler
Max	Maximal
Min	Minimal
MP	Masterproblem
MRL	Minutenregelleistung
MW	Mega-Watt
MWp	Mega-Watt-peak
NB	Nebenbedingung
neg	negativ
NRV	Netzregelverbund
NT	Niedrigtarif
NWP	Numerical Weather Prediction
OTC	Over-the-Counter
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
PACF	Partielle Autokorrelationsfunktion
pos	positiv

PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
RL	Regelleistung
RoI	Return on Investment
SBIC	Schwarz-Bayessches Informationskriterium
SOC	State of Charge
SP	Subproblem
SRL	Sekundärregelleistung
st	stofflich
std.	stündlich
Std.	Standard
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
Sz	Szenario
th	thermisch
TL	Teillast
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
VaR	Value-at-Risk
VK	Virtuelles Kraftwerk
VK	Verkauf
WA	Week-Ahead
WKA	Windkraftanlagen
W'keit	Wahrscheinlichkeit
WPI	Wind Power Index

Verbunden mit dem weltweiten Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) steigt die Forderung nach einer stärkeren Marktintegration. Dabei haben sich Aggregatoren, welche DEA bündeln und zentral vermarkten, als Dienstleister für die Direktvermarktung dezentraler Anlagen etabliert. Aggregatoren sind in der Direktvermarktung finanziellen Risiken aufgrund von Prognoseunsicherheiten ausgesetzt, insbesondere durch dargebotsabhängige Erzeugung. Diese können die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung beeinträchtigen. Die Quantifizierung der Risikoexposition sowie die Ableitung und Nutzung von Maßnahmen des Risikomanagements gewinnen zunehmend an Bedeutung. Bisherige Verfahren zur Vermarktungsplanung berücksichtigen zumeist nur einzelne Unsicherheiten und erlauben keine umfassende Bewertung des Risikomanagements.

Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Verfahrens, welches eine optimale Vermarktungsentscheidung unter Unsicherheit bestimmen und gleichzeitig Maßnahmen für Risikomanagement gezielt einsetzen und bewerten kann. Aus der Analyse verwandter Forschungsfelder werden die Maßnahmen „Hedging mit Termingeschäften“, „Einsatz von Flexibilitäten“ sowie „regionale Diversifikation“ von DEA identifiziert. Das entwickelte Verfahren gliedert sich dabei in die Szenariogenerierung und die Vermarktungsplanung unter Unsicherheit. Innerhalb der Szenariogenerierung werden die Unsicherheiten in Form stochastischer Szenarien modelliert. Sie bilden die statistischen Eigenschaften der zugrundeliegenden Unsicherheiten ab (Wahrscheinlichkeitsverteilung, Auto- und Kreuzkorrelation). Die Vermarktungsplanung wird in Form der stochastischen gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung implementiert. Auf Basis der Szenarien wird eine optimale Vermarktungsentscheidung unter den Zielgrößen des erwarteten Erlöses (bzw. Rendite) sowie des Risikomaßes Conditional-Value-at-Risk (CVaR) bestimmt. Der Vermarktungsprozess wird dabei geschlossen betrachtet, um Interdependenzen zwischen den Märkten und Risikomanagementmaßnahmen bewerten zu können.

Das Verfahren wird für einen exemplarischen Untersuchungsfall validiert und zur Bewertung der Risikomanagementmaßnahmen angewendet. Durch kombinierte Anwendung aller Maßnahmen kann die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöht werden. So wird eine Steigerung der erwarteten Rendite um 15%-Punkte und des CVaR um ca. 20%-Punkte im Vergleich zur Benchmark ohne Risikomanagement erreicht. Als Hauptkriterium für die Wirkung der Maßnahmen kann ihr Einfluss auf die Volumenrisiken und damit die Ausgleichsenergiebedarfe identifiziert werden. Je stärker die Maßnahmen die Ausgleichsenergiebedarfe reduzieren können, desto stärker verbessern sie die Wirtschaftlichkeit in der Direktvermarktung.