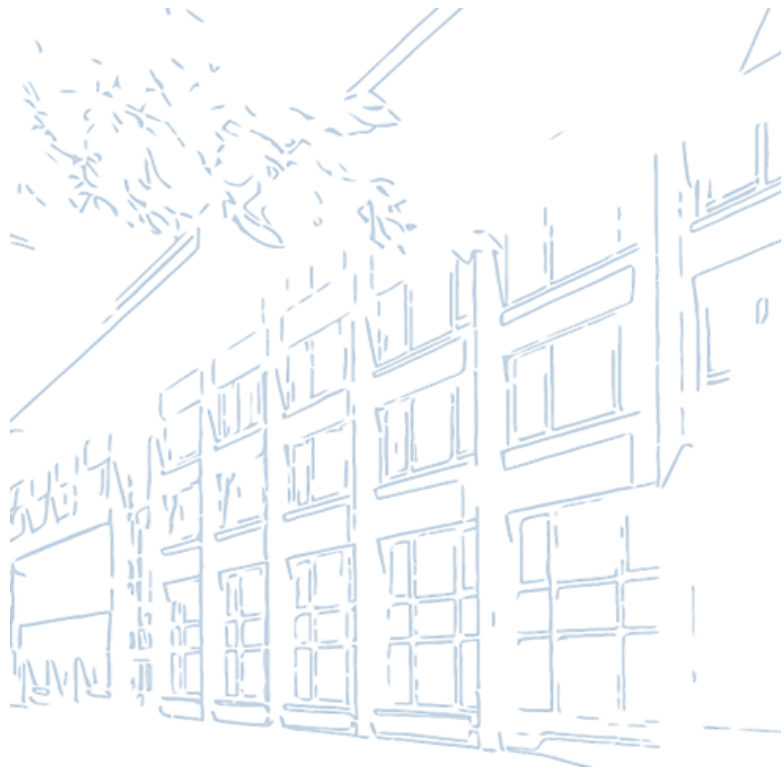


INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN & NETZE,
DIGITALISIERUNG & ENERGIEWIRTSCHAFT
LEHRSTUHL FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE UND
ENERGIEWIRTSCHAFT

WISSENSCHAFTLICHES GUTACHTEN FÜR

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH



Aachen, 2. Juni 2022

ANALYSE VON REDISPATCH-
OPPORTUNITÄTSKOSTEN THERMISCHER
KRAFTWERKE

Durchgeführt von

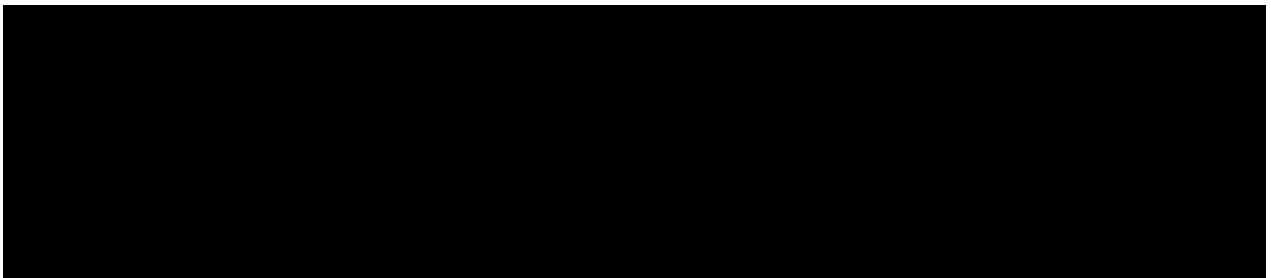
Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND NETZE, DIGITALISIERUNG UND
ENERGIEWIRTSCHAFT

Unter der Mitarbeit von

Peter Wirtz, Claire Lambriex, Carlo Schmitt

Kontakt



Executive Summary

Die Kompensationszahlungen für entgangene Erlösmöglichkeiten bei Redispatchmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden nach dem im Branchenleitfaden des BDEW definierten Vorgehen mittels eines finanzmathematischen Ansatzes bestimmt. Der Vorteil des finanzmathematischen Ansatzes liegt in einer nachvollziehbaren und schnellen Berechnungsmethode. Hierbei werden jedoch Vereinfachungen (z.B. Vernachlässigung von Zeitkopplungen und Kraftwerksstartkosten) angenommen, die in einem simulativen Ansatz detailliert Berücksichtigung finden können.

Um zu quantifizieren, inwieweit die Ergebnisse des finanzmathematischen Ansatzes von einem detaillierteren Vorgehen durch Simulationen abweichen, werden in dieser Studie beide Ansätze für synthetische Kraftwerkskonfigurationen, die in ihren technischen und ökonomischen Parametern typischen Kraftwerken entsprechen, untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass der finanzmathematische Ansatz höhere Opportunitätskosten thermischer Kraftwerke als der detailliertere simulative Ansatz ausweist, was aufgrund des unterschiedlichen methodischen Herangehens auch grundsätzlich zu erwarten ist. Neben den grundlegenden methodischen Unterschieden der Bewertungsansätze sind als mögliche Gründe hierfür die fehlende Berücksichtigung von Startkosten sowie die Bestimmung des Betriebszustands des Kraftwerks und der Standardabweichung für die Optionsbewertung im finanzmathematischen Ansatz zu nennen.

Um die quantitativen Unterschiede zwischen beiden Ansätzen zu reduzieren und weiterhin eine leicht nachvollziehbare und einfach berechenbare Methode zur Bestimmung von Kompensationszahlungen zu gewährleisten, kommen grundsätzlich zwei methodische Anpassungen des finanzmathematischen Ansatzes in Betracht, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden.

Der erste Ansatz sieht eine Anpassung der aktuell verwendeten Methode zur Bestimmung des Betriebszustands des Kraftwerks für die Optionsbewertung vor. Anstelle des Day-Ahead-Preises wird der Intraday-Auktionspreis als Referenzpreis vorgeschlagen, um die Art der zu bewertenden Option (Call- oder Put-Optionen) abzuleiten und nur den kontinuierlichen Intraday-Handel mittels des finanzmathematischen Ansatzes zu bewerten. Die Ergebnisse zeigen, dass hierdurch die Differenzen zu den simulativen Ergebnissen reduziert werden können.

Der zweite Ansatz sieht eine Kappung extremer historischer Preise in der Berechnung der Standardabweichung der Intraday-Preise für den finanzmathematischen Ansatz vor. Durch

eine Kappung von extremen positiven und negativen historischen Preisspitzen können Verzerrungen in den Ergebnissen des finanzmathematischen Ansatzes ebenfalls reduziert werden.

Von einer Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes um eine Startkostenberücksichtigung wird aufgrund komplexer Fallunterscheidungen in dieser Studie abgesehen.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Executive Summary	iv
Inhaltsverzeichnis	vi
Abkürzungsverzeichnis	viii
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Zielsetzung.....	1
2 Methodisches Vorgehen	3
2.1 Überblick.....	3
2.2 Simulativer Ansatz	4
2.2.1 Einsatz- und Vermarktungssimulation	4
2.2.2 Modellierung thermischer Kraftwerke	6
2.2.3 Herleitung von Redispatch-Zeitreihen	7
2.2.4 Bestimmung entgangener DB durch RD	10
2.3 Finanzmathematischer Ansatz.....	13
2.3.1 Bewertung von Call- und Put-Optionen	14
3 Untersuchungsergebnisse	16
3.1 Eingangsdaten	16
3.1.1 Technische Kraftwerksparemeter	16
3.1.2 Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise.....	17
3.1.3 RD-Zeitreihen	18
3.1.4 Parameter des finanzmathematischen Ansatzes	19
3.2 Ergebnisse	21
3.2.1 Simulationsergebnisse	21

3.2.2	RD-Potential	23
3.2.3	Entgangene DB durch RD	23
4	Lösungsvorschläge für eine Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes	33
4.1	Unterscheidung nach Call- bzw. Put-Optionen anhand der ID-Auktionpreise statt DA-Preise	33
4.2	Anpassung der Berechnung der ID1-Standardabweichung	35
	Abbildungsverzeichnis	37
	Tabellenverzeichnis	39
	Literaturverzeichnis	40
Anhang A	Optimierungsverfahren	41
Anhang B	Weitere Ergebnisse	43
Anhang C	Berücksichtigung von Startkosten im simulativen Ansatz	45

Abkürzungsverzeichnis

DA	Day-Ahead
DB	Deckungsbeitrag
EE	Erneuerbare Energien
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
ID	Intraday
RD	Redispatch
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Hintergrund

Im Rahmen der zunehmenden lastfernen Erzeugung aus volatilen Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) im Kontext der Energiewende kommt es verstärkt zu Situationen, in denen das Übertragungsnetz die aus dem Marktergebnis resultierende Transportaufgabe nicht erfüllen kann. In diesen Situationen müssen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kurzfristig eingreifen und u. a. Eingriffe in den marktbasierten Einsatz der Kraftwerke veranlassen. Durch den sogenannten Redispatch (RD) werden gezielt thermische Kraftwerke im Markt, aber auch in der Netzreserve hoch- und heruntergefahren, um Leitungen zu entlasten. Um die Betreiber der betroffenen Erzeugungsanlagen zu entschädigen, müssen durch die ÜNB Kompensationszahlungen geleistet werden. In diese Vergütung fließen u. a. entgangene Deckungsbeiträge (DB) am Spothandel ein, deren Quantifizierung derzeit auf Basis eines finanzmathematischen Ansatzes erfolgt. Im Gegensatz zu einem detaillierten, simulativen Ansatz werden hierbei jedoch technische Restriktionen der Kraftwerke vernachlässigt, sodass der finanzmathematische Ansatz zwangsläufig zu einer höheren Bewertung führen muss. Gleichwohl kann der simulative Ansatz gut zur Verprobung des finanzmathematischen Ansatzes herangezogen werden.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieser Studie ist der Vergleich der sich ergebenden entgangenen DB nach dem aktuell verwendeten finanzmathematischen Ansatz nach BDEW-Leitfaden mit den Ergebnissen eines simulativen Ansatzes unter Verwendung gleicher Eingangsdaten. Betrachtet werden keine konkreten Kraftwerke, sondern synthetische Kraftwerke, die in ihren technischen und ökonomischen Parametern typischen Kraftwerken entsprechen. Die entgangenen DB durch RD-Anweisungen für mehrere synthetische Kraftwerke werden auf Basis von Kraftwerkseinsatzsimulationen für das Jahr 2021 bestimmt. Die Simulationsergebnisse werden dahingehend ausgewertet, welche DB den Kraftwerken durch Handel am Day-Ahead- (DA-) und Intraday- (ID-) Markt entstehen. Unter Berücksichtigung von RD-Zeitreihen, welche für die syn-

thetischen Kraftwerke auf Basis von historischen RD-Abrufen des Jahres 2021 abgeleitet werden, werden die entgangenen Opportunitäten im ID-Markt jedes Kraftwerks ermittelt, welche resultieren, wenn das Kraftwerk durch den RD-Abruf seinen Fahrplan nicht mehr verändern kann. Weiterhin wird basierend auf den simulativen und finanzmathematischen Ergebnissen untersucht, wie mögliche Differenzen beider Ansätze verringert werden können.

2 Methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird das methodische Vorgehen der Studie erläutert. Dazu wird zunächst in Abschnitt 2.1 ein Überblick des Vorgehens gegeben. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 der am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) entwickelte simulative Ansatz zur Berechnung entgangener DB beschrieben. Danach wird der finanzmathematische Ansatz nach BDEW-Branchenleitfaden, welcher aktuell zur Berechnung entgangener DB verwendet wird, vorgestellt.

2.1 Überblick

Das methodische Vorgehen zum Vergleich beider Ansätze ist in zwei Stränge unterteilt: die Anwendung des simulativen Ex-post-Ansatzes und des finanzmathematischen Ex-ante-Ansatzes (siehe Abbildung 2.1). Dabei werden die gleichen Eingangsdaten zur Berechnung entgangener DB verwendet. Zu diesen gehören Kraftwerkskenndaten, historische Strom-, Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen sowie die vorab generierten RD-Abrufe der synthetischen Kraftwerke.

Zunächst wird im Rahmen des simulativen Ansatzes eine Einsatz- und Vermarktungssimulation durchgeführt. Nach der Bestimmung der Fahrpläne durch diese Vermarktungssimulation werden die entgangenen DB mithilfe von zuvor RD-Zeitreihen (vgl. Abschnitt 2.2.3) für synthetische Kraftwerke ermittelt. Die entgangenen DB werden auf Basis der Auswertung von Einschränkungen der ID-Vermarktung durch RD-Abrufe berechnet.

Im Rahmen des finanzmathematischen Ansatzes werden zunächst für die Rechnung relevante Parameter aus den Eingangsdaten und Zwischenergebnissen des simulativen Ansatzes abgeleitet. Zu diesen gehören Erwartungswert und Standardabweichung der Intraday-Preise, die durch RD-Abrufe gesperrte Leistung sowie die Strike-Preise der Kraftwerke. Anschließend erfolgt die Berechnung entgangener DB nach BDEW-Branchenleitfaden. Daraufhin werden die Ergebnisse beider Ansätze ausgewertet und miteinander verglichen. Abschließend werden Anpassungsmöglichkeiten des finanzmathematischen Ansatzes aus dem Ergebnisvergleich abgeleitet und untersucht.

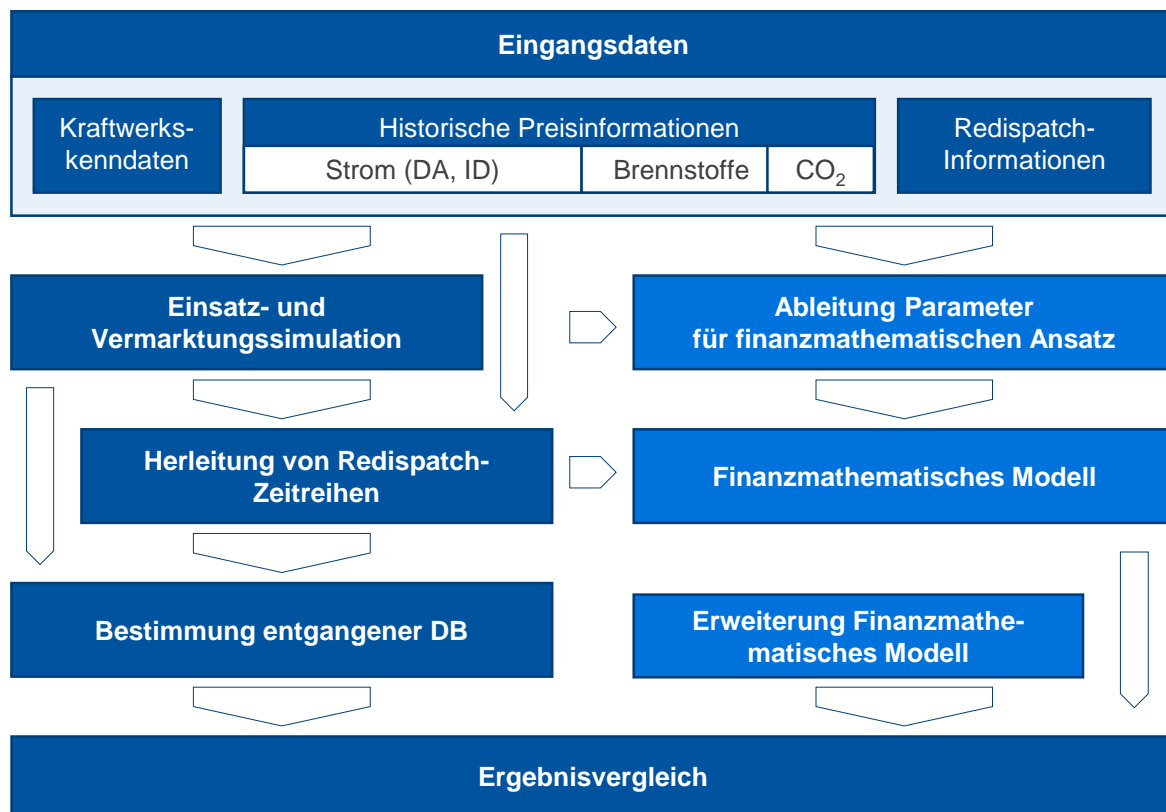


Abbildung 2.1 Methodisches Vorgehen - Überblick

2.2 Simulativer Ansatz

2.2.1 Einsatz- und Vermarktungssimulation

Grundlage des simulativen Ansatzes ist eine Einsatz- und Vermarktungssimulation nach [Kas13]. Es wird zwischen einer vortäglichen Vermarktung in der DA-Auktion (Stundenkontrakte), in der ID-Auktion (Viertelstundenkontrakte) und im kurzfristigen, kontinuierlichen ID-Handel (Viertelstundenkontrakte) unterschieden. Aus einer Zuordnung der Erlöse auf die einzelnen Stufen lassen sich Rückschlüsse auf entgangene DB ziehen, die aus einer Einschränkung aufgrund von RD resultieren. Die simulierte Vermarktung erfolgt in jeder Stunde ohne Zurückhaltung von Erzeugungsleistung für noch folgende Auktionen. Weiterhin wird hinsichtlich der Marktpreise von vollkommener Voraussicht ausgegangen, um das maximale Erlöspotential zu ermitteln.

Die Einsatz- und Vermarktungssimulation erfolgt in drei aufeinanderfolgenden Stufen (vgl. Abbildung 2.2). Dabei wird die Rückwirkung einzelner Kraftwerke auf die Marktpreise vernachlässigt. So wird der Kraftwerkseinsatz der modellierten Kraftwerke getrennt mithilfe der vorgestellten Kraftwerkseinsatz- und Vermarktungsmodelle (siehe Anhang A) optimiert.

Die erste Stufe bildet die DA-Auktion ab. Hier wird der Einsatz für ein Jahr gegen die historischen Marktpreise im Stundenraster optimiert. Daraus folgen zum einen die Erlöse aus dem DA-Handel und zum anderen die Einschaltentscheidungen der modellierten Kraftwerke jeweils zum Ende eines Tages.

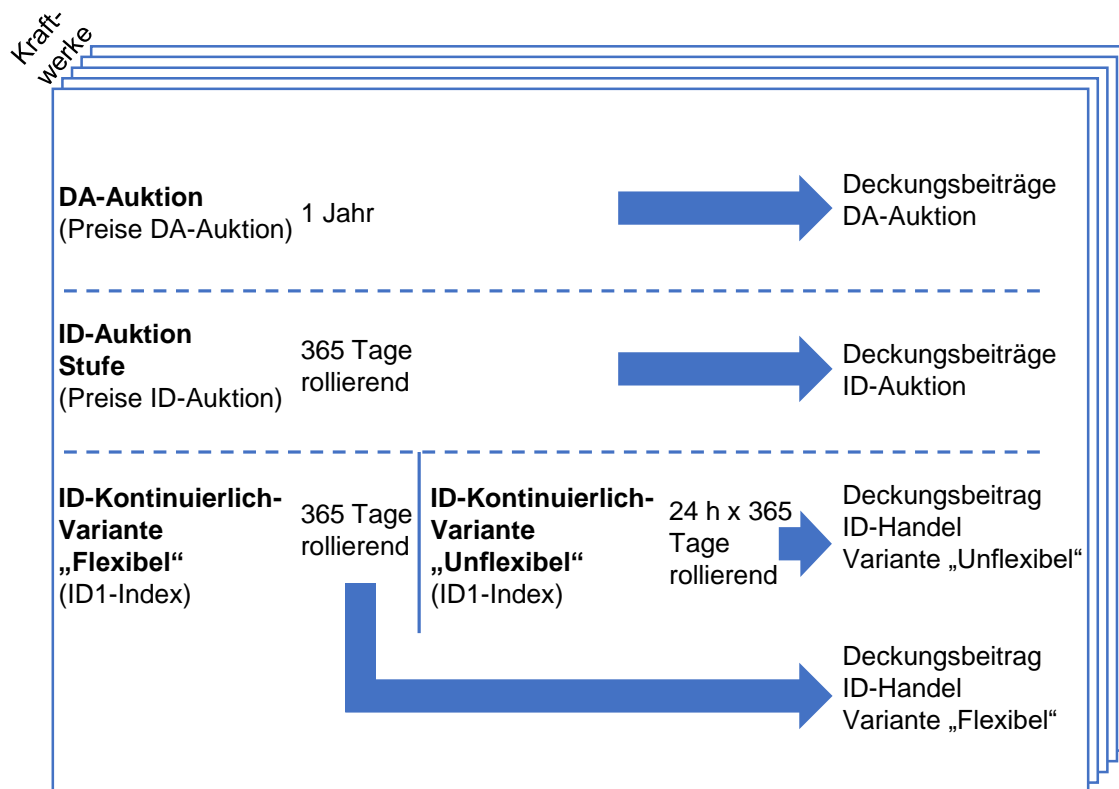


Abbildung 2.2 Übersicht Einsatz- und Vermarktungssimulation

In der zweiten Stufe (ID-Auktion) wird der Einsatz viertelstündlich für jeden Tag gegen die Marktpreise der ID-Auktion optimiert. Dabei muss zum Ende jedes Tages die zuvor getroffene Einschaltentscheidung aus der DA-Auktion eingehalten werden. Unter Berücksichtigung des bereits getätigten Handels folgen aus dieser Stufe die Erlöse aus der ID-Auktion.

Die dritte Stufe (ID-Kontinuierlich) simuliert die Erlöse aus dem kurzfristigen kontinuierlichen ID-Handel. Dabei werden zwei Untersuchungsvarianten unterschieden.

- In Variante **Flexibel** wird jeweils ein Tag simuliert, lediglich zum Ende des Tages muss die zuvor getroffene Einschaltentscheidung des Kraftwerks eingehalten werden.
- In Variante **Unflexibel** werden die Einschaltentscheidungen zum Ende jeder Stunde aus der ID-Auktion übernommen.

Dies bedeutet, dass in der Variante „Unflexibel“ die Einschaltentscheidung übernommen wird und im Falle des Betriebs lediglich der Arbeitspunkt der Anlage im vorgegebenen Leistungsband zwischen Minimal- und Maximalleistung angepasst werden kann. Beiden Simulationen liegt als Marktpreis der ID1-Index aus dem kontinuierlichen ID-Handel an der EPEX-Spot zugrunde.

2.2.2 Modellierung thermischer Kraftwerke

In den Untersuchungen wird ein gemischt-ganzzahliges Modell für Kraftwerkseinsatz und Vermarktung angewendet. Eine Beschreibung von Modell und Verfahren zur geschlossenen Optimierung ist in Anhang A zu finden. Da in der vorliegenden Studie ausschließlich thermische Kraftwerke betrachtet werden, wird im Folgenden auf die modellierten Restriktionen für Einsatz dieser Kraftwerke eingegangen.

Zu den wesentlichen Eigenschaften thermischer Erzeugungsanlagen, die im Hinblick auf Einsatzkosten und -weise beachtet werden müssen, gehören technische Restriktionen und betriebliche Anforderungen.

Im Fall des stationären Betriebs des Kraftwerksblocks ist die in das Netz eingespeiste Leistung nach oben durch eine Maximalleistung und nach unten durch eine Minimalleistung beschränkt, wodurch eine stabile Feuerung des Blocks sichergestellt wird. In Form thermomechanischer Spannungen führen zudem An- und Abfahrvorgänge zu einer erhöhten Beanspruchung der Anlage, welche sich verschleißfördernd und lebensdauerverkürzend auswirken. Um derartige Belastungen zu reduzieren, werden Mindestbetrieb- und Mindeststillstandzeiten im Rahmen der Einsatzplanung berücksichtigt.

Da schnelle Belastungswechsel in ähnlicher Weise die Lebensdauer reduzieren, begrenzt ein maximales Leistungsänderungsvermögen zudem die Fahrweise der Blöcke im Betrieb. Das Leistungsänderungsvermögen ist dabei abhängig von der Art des Dampferzeugers, der Auslegung des Wasser-Dampf-Kreislaufes sowie der Turbine.

Nach dem Abfahren eines Kraftwerksblocks (und der Ausschaltung der Kesselfeuerung) kühlt die Anlage ab, sodass bei erneutem Anfahren eines Blockes in Abhängigkeit der vorausgegangenen Stillstandzeit zunächst der Kessel befeuert werden muss, ohne dass eine Leistungsabgabe der Anlage erfolgt. Der von der Stillstandzeit abhängige Wärmeverbrauch wird im Rahmen der Einsatzplanung bzw. bei der monetären Bezifferung von Anfahrkosten berücksichtigt.

2.2.3 Herleitung von Redispatch-Zeitreihen

In dieser Studie werden synthetische Kraftwerke unterschiedlicher Typen betrachtet. Um die beiden unterschiedlichen Ansätze der RD-Vergütung vergleichen zu können, werden Zeitreihen von RD-Abrufen für jedes Kraftwerk benötigt. Diese werden für die synthetischen Kraftwerke anhand von historischen Daten zu RD-Abrufen des jeweiligen Kraftwerkstyps im Jahr 2021 hergeleitet [Net22]. Durch Berücksichtigung der historischen Abrufe je Zeitpunkt und je Kraftwerkstyp werden hierbei typische RD-Abrufe für die einzelnen synthetischen Kraftwerke passend zur jeweiligen Marktsituation abgeleitet.

Die RD-Zeitreihen werden für jeden Kraftwerkstyp getrennt für jeden Monat und für positiven und negativen RD anhand eines iterativen Verfahrens bestimmt. Anschließend werden die jeweiligen monatlichen Zeitreihen zusammengefügt, um eine Zeitreihe für das komplette Jahr 2021 zu erhalten. Ein Überblick über das iterative Verfahren ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

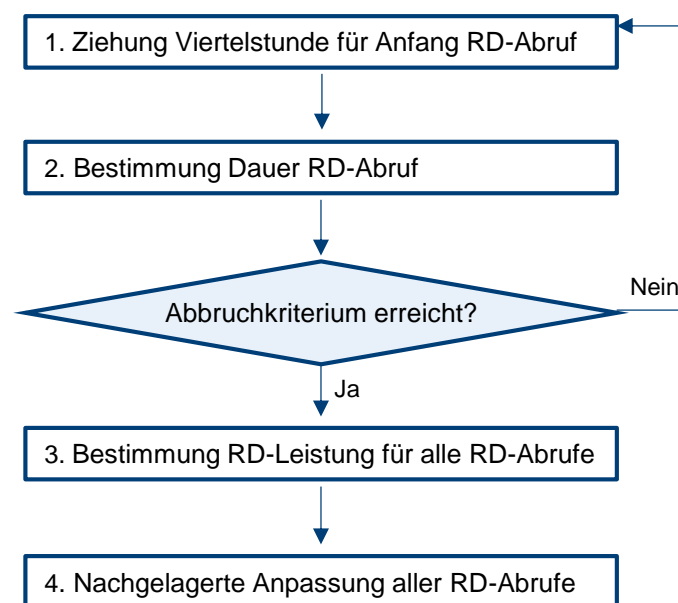


Abbildung 2.3 Iteratives Verfahren zur Herleitung von RD-Zeitreihen

Im ersten Schritt werden Viertelstunden ausgewählt, in der ein RD-Abruf anfängt. Dies erfolgt durch Ziehung einer zufälligen Viertelstunde unter Verwendung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung über alle Viertelstunden eines Monats. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung enthält für jede Viertelstunde die Wahrscheinlichkeit, dass ein Kraftwerk in dieser Viertelstunde mit RD anfängt. Die Summe der Wahrscheinlichkeiten aller Viertelstunden des Monats beträgt 1. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung wird anhand der historischen Daten zu RD-Abrufen des Jahres 2021 für den jeweiligen Kraftwerkstyp ermittelt [Net22]. Durch die Bestimmung des Beginns

eines RD-Abrufs auf Basis dieser Wahrscheinlichkeitsverteilung wird versucht, die Marktsituation bezüglich des RD-Bedarfs zu berücksichtigen.

Nachdem die Anfangsviertelstunde eines RD-Abrufs bestimmt wurde, wird die Länge des Abrufs ermittelt. Dies geschieht durch einen zufälligen Durchlauf durch Sequenzen von Zuständen einer Markoff-Kette bis Ende des Monats. Die Markoff-Kette modelliert den Übergang zwischen anhaltendem RD und Beendigung der RD-Maßnahme pro Viertelstunde. Die Übergangsraten sind dabei von der bisherigen Länge des RD-Abrufes abhängig. Es bestehen für jede Viertelstunde mit RD, auf Basis historischer RD-Abrufdaten des Jahres 2021, Wahrscheinlichkeiten dafür, dass das Kraftwerk für eine weitere Viertelstunde im RD bleibt oder in den Zustand ohne RD zurückkehrt. Eine grafische Darstellung solcher Zustandsübergänge für eine exemplarische maximale RD-Dauer von 4 Viertelstunden ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Zudem ist die zugehörige Matrix der Übergangsraten aufgeführt. Durch diese Methode wird die Verteilung von RD-Dauern des jeweiligen Kraftwerktyps in dem jeweiligen Monat berücksichtigt.

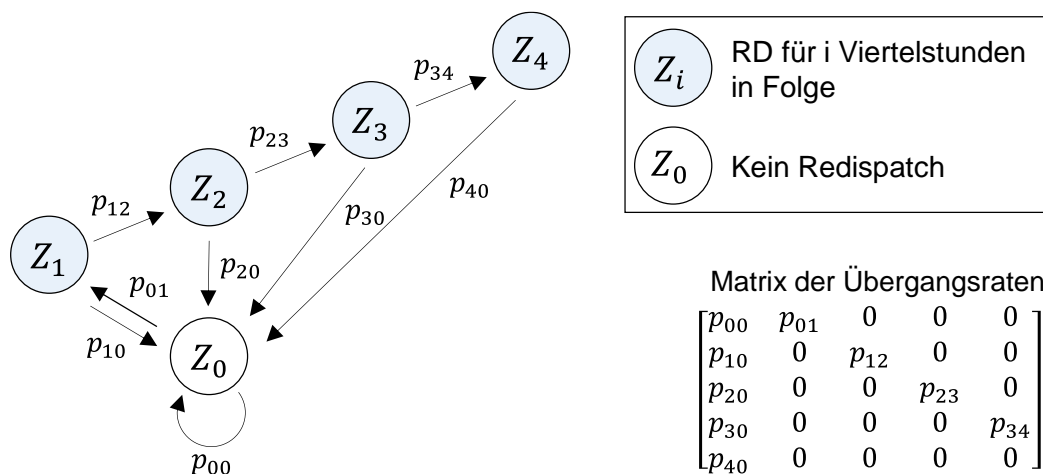


Abbildung 2.4 Beispiel einer Markoff-Kette für die Bestimmung der Dauer eines RD-Abrufs

Die ersten beiden Schritte (siehe Abbildung 2.3) werden so lange wiederholt, bis das Abbruchkriterium erreicht ist. Dieses ist erreicht, wenn für den jeweiligen Monat und den jeweiligen Kraftwerkstyp die Gesamtzahl der Viertelstunden mit RD im Monat größer oder gleich der durchschnittlichen Anzahl an Viertelstunden mit RD des jeweiligen Kraftwerktyps in dem entsprechenden Monat im Jahr 2021 minus der Hälfte der durchschnittlichen Dauer eines RD-Abrufs dieses Kraftwerkstyps in diesem Monat im Jahr 2021 entspricht. Mittels dieses Abbruchkriteriums wird erreicht, dass sich die Anzahl der gezogenen Viertelstunden mit RD dem

Durchschnittswert der historischen Anzahl für den RD-Einsatz des jeweiligen Monats angeglichen. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mit diesem Abbruchkriterium die statistischen RD-Werte gut angenähert werden (vgl. auch Abschnitt 3.1.3).

Nach der Bestimmung des Anfangs und der Dauer der RD-Abrufe für einen Kraftwerkstyp innerhalb eines Monats wird die RD-Leistung für alle RD-Abrufe bestimmt. Dies erfolgt wiederum in einem iterativen Verfahren, dargestellt in Abbildung 2.5.

Für die erste Viertelstunde t eines RD-Abrufs wird zur Bestimmung der RD-Leistung $P_{RD,t}^{Synth.}$ ein zufälliger Leistungsanteil aus einer Wahrscheinlichkeitsverteilung über verschiedene 10%-Leistungsanteilintervalle (zwischen 10% und 100% der maximalen Leistung eines Kraftwerks, siehe Tabelle 2.1) gezogen. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung beinhaltet die Wahrscheinlichkeit, dass die RD-Leistung des Kraftwerks in dieser Viertelstunde einem bestimmten Anteil der Maximalleistung des Kraftwerks P_{max} entspricht und basiert auf den relativen Leistungsanteilen $a_t^{kw} = \frac{P_{RD,t}^{kw}}{P_{RD,max}}$ der historischen RD-Daten der Kraftwerke kw dieses Kraftwerkstyps im Jahr 2021 in der berücksichtigten Viertelstunde t [Net22]. Die Summe über die Wahrscheinlichkeiten aller Leistungsanteilintervalle ist 1.

Tabelle 2.1 Exemplarische Wahrscheinlichkeitsverteilung über Leistungsanteilintervalle zur Bestimmung der RD-Leistung (exemplarisch für Braunkohlekraftwerke am 24.04.2021 um 8:00 anhand [Net22])

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a_i	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Wahrscheinlichkeit p_i	0	0,4	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0	0

Nach der zufälligen Auswahl eines Leistungsanteils wird durch Verrechnung mit der maximalen Leistung des synthetischen Kraftwerks die RD-Leistung für die jeweilige Viertelstunde bestimmt. Danach wird geprüft, ob der RD-Abruf in der nächsten Viertelstunde anhält. Bei anhaltendem RD muss zunächst bestimmt werden, ob sich die RD-Leistung ändert. Die Wahrscheinlichkeit der Leistungsänderung basiert ebenfalls auf den Daten des Jahres 2021 für den jeweiligen Monat und Kraftwerkstyp [Net22]. Diese Wahrscheinlichkeit wird ermittelt, indem für jeden Monat und jeden Kraftwerkstyp die Anzahl der Übergänge von einer Viertelstunde mit RD zu einer nachfolgenden Viertelstunde mit RD mit einer Änderung der RD-Leistung durch

die Gesamtzahl der Übergänge von einer Viertelstunde mit RD zu einer nachfolgenden Viertelstunde mit RD dividiert wird. Dieses Vorgehen wird bis zum Ende der RD-Zeitreihe wiederholt.

Schließlich werden die Zeitreihen an den DA-Fahrplänen der Kraftwerke angepasst, so dass Mindestbetrieb- und Mindeststillstandzeiten nicht durch den RD-Einsatz verletzt werden. Dazu werden die RD-Abrufe innerhalb eines Monats so verschoben, dass die durchschnittliche Dauer und Anzahl der RD-Abrufe insgesamt unverändert bleiben, Verletzungen von technischen Restriktionen jedoch vermieden werden. Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der historischen RD-Abrufe werden durch die geringfügige Anpassung dennoch eingehalten.

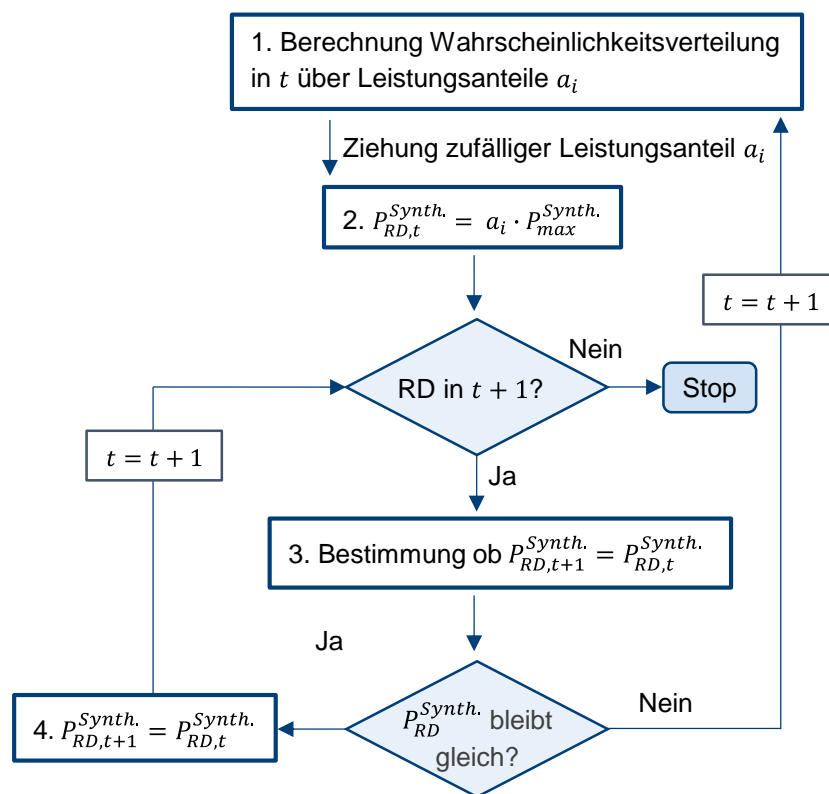


Abbildung 2.5 Iteratives Verfahren zur Bestimmung der RD-Leistung für alle RD-Abrufe

2.2.4 Bestimmung entgangener DB durch RD

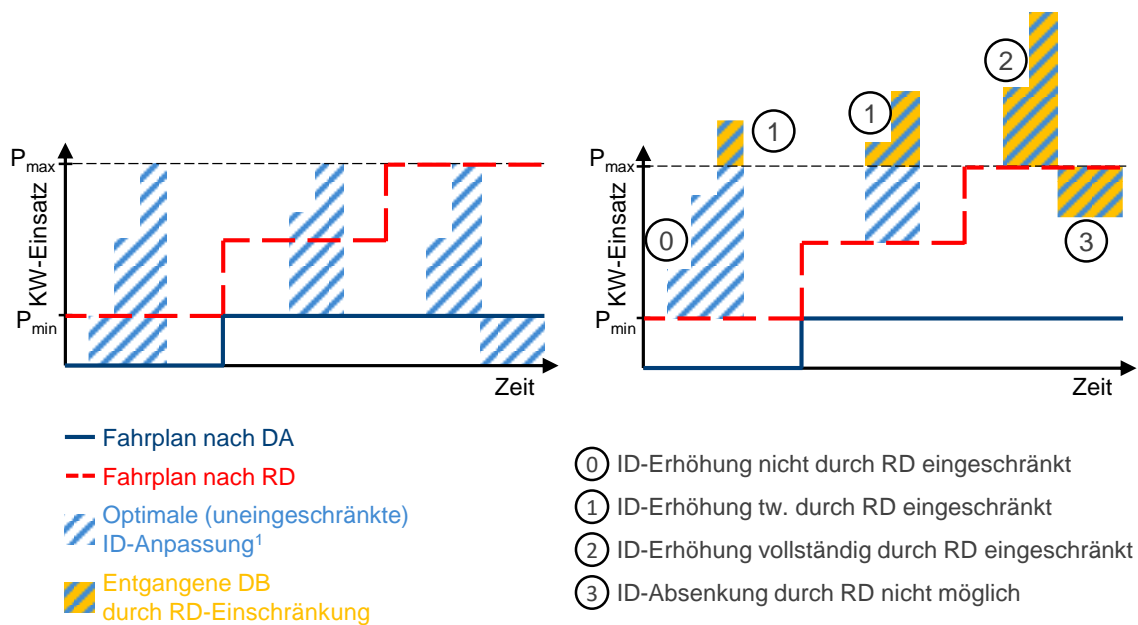
Kraftwerksbetreibern können entgangene DB durch RD-Anforderungen entstehen, sofern diese eine DB-bringende Anpassung des Arbeitspunktes im Rahmen der ID-Vermarktung verhindern. Zur Bestimmung der entgangenen DB nach simulativem Ansatz werden die Ergebnisse der Einsatz- und Vermarktungssimulation herangezogen und Einschränkungen der ID-Vermarktungen (getrennt nach Einschränkungen der Vermarktung in der ID-Auktion und in im kontinuierlichen ID-Handel) durch RD-Anforderungen bestimmt.

Eine RD-Anforderung bringt in der Regel eine einseitige Einschränkung möglicher Arbeitspunktanpassungen mit sich: Bei positivem RD (Erhöhung der Kraftwerksleistung ausgehend von dem DA-Fahrplan durch Vorgabe der ÜNB) ist eine Absenkung des Arbeitspunktes unter den von den ÜNB vorgegebenen Arbeitspunkt in der ID-Vermarktung nicht zulässig, während eine weitere Erhöhung bei technischer Machbarkeit möglich ist. Entsprechend ist bei negativem RD (Reduktion der Kraftwerksleistung ausgehend von dem DA-Fahrplan durch Vorgabe der ÜNB) eine Erhöhung des Arbeitspunktes über den von den ÜNB vorgegebenen Arbeitspunkt in der ID-Vermarktung nicht zulässig, während eine Absenkung bei technischer Machbarkeit möglich ist. Das Vorgehen zur Bestimmung entgangener DB wird im Folgenden getrennt nach positivem und negativem RD beschrieben.

Ermittlung der entgangenen DB durch positiven RD

Abbildung 2.6 zeigt schematisch Situationen auf, die zu entgangenen DB durch positiven RD führen. Im linken Teil der Abbildung sind die Vermarktung des Kraftwerks nach DA-Fahrplan (blaue Linie) sowie die optimalen, uneingeschränkten ID-Anpassungen (blau gestrichelter Bereich) dargestellt. Weiterhin ist eine beispielhafte RD-Anforderung (rot gestrichelte Linie) gegeben. Zur Verdeutlichung des Vorgehens, sind im rechten Teil der Abbildung die vorgesehenen ID-Anpassungen um die RD-Anforderung verschoben.

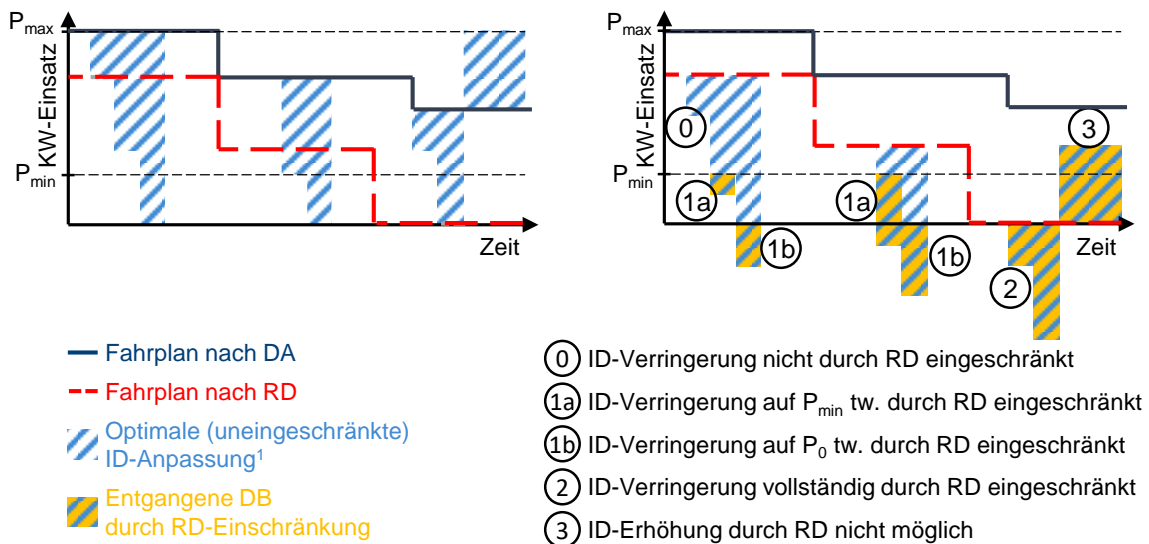
Teile der ID-Anpassungen sind weiterhin uneingeschränkt möglich (Markierung 0), sodass dem Kraftwerksbetreiber keine DB entgehen. In den Fällen 1 und 2 sind ID-Anpassungen teilweise oder gar nicht möglich, weil sie nach Berücksichtigung der RD-Anforderung die maximale Kraftwerkskapazität P_{Max} überschreiten. Dem Kraftwerksbetreiber entgehen in diesen Fällen DB teilweise oder vollständig, die entsprechend berücksichtigt werden müssen. In Situation 3 entgehen dem Kraftwerksbetreiber DB vollständig, da eine Absenkung des Arbeitspunktes bei positivem RD-Abruf nicht zulässig ist.



Abbildungung 2.6 Schematische Darstellung zur Ableitung entgangener DB bei positiver RD-Anforderung

Ermittlung der entgangenen DB durch negativen RD

Analog zum Vorgehen bei positivem RD illustriert Abbildung 2.7 das Vorgehen bei negativem RD.



Abbildungung 2.7 Schematische Darstellung zur Ableitung entgangener DB bei negativer RD-Anforderung

Wieder sind ID-Anpassungen, die mit 0 markiert sind, weiterhin uneingeschränkt möglich, so dass dem Kraftwerksbetreiber keine DB entgehen. Analog zum Vorgehen bei positivem RD

sind in den Fällen 1, 2 und 3 ID-Anpassungen teilweise oder gar nicht möglich, weil sie nach Berücksichtigung der RD-Anforderung die minimale Kraftwerksleistung unterschreiten oder durch einseitig blockierte Leistung nicht zulässig sind (3). Der Fall 1 ist weiter in die Fälle 1a und 1b zu unterscheiden. Im Fall 1a sieht der Kraftwerksbetreiber im Rahmen der uneingeschränkten ID-Vermarktung kein vollständiges Abfahren des Kraftwerks vor, sodass die anzusetzende minimale Kraftwerksleistung der Mindestleistung P_{Min} entspricht. Im Fall 1b sieht der Kraftwerksbetreiber in uneingeschränkter ID-Vermarktung ein vollständiges Abfahren des Kraftwerks vor, sodass als minimale Kraftwerksleistung der Stillstand des Kraftwerks angesetzt wird. Entsprechend unterscheiden sich die Fälle 1a und 1b insbesondere durch die anzusetzenden Anteile der ID-Anpassungen zur Bestimmung entgangener DB, wie Abbildung 2.7 verdeutlicht.

2.3 Finanzmathematischer Ansatz

Der aktuell verwendete Ansatz zur Bestimmung entgangener DB im Rahmen der Vergütung von RD-Maßnahmen basiert entsprechend dem BDEW-Branchenleitfaden „Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ [BDE18] auf einem finanzmathematischen Ansatz, der im Gutachten „Berücksichtigung von ID-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ [Web15] entwickelt wurde. Der Ansatz ermöglicht die Bestimmung entgangener DB durch die Bewertung der Kraftwerke als Call- bzw. Put-Option. Als Eingangsdaten sind dazu folgende Größen notwendig:

- DA-Preis
- Erwartungswerte der ID-Preise
- Standardabweichungen der ID-Preise
- Strike-Preis des betrachteten Kraftwerks
- Blockierte Leistung durch RD-Abruf

Das Verfahren ist in den oben genannten Quellen transparent dargelegt und mit geringem Aufwand anzuwenden. Weiterhin sind die für die Anwendung notwendigen Daten mit begrenztem Aufwand zu bestimmen. Damit kann das Verfahren im Rahmen dieser Studie verwendet werden, um Ergebnisse für den Vergleich mit dem vorgestellten simulativen Ansatz zu bestimmen.

Die Eingangsdaten für den finanzmathematischen Ansatz sowie ihre Bestimmung werden in Abschnitt 3.1.4 genauer beschrieben.

2.3.1 Bewertung von Call- und Put-Optionen

Entgangene DB von Kraftwerksbetreibern können auf Basis von erwarteten ID-Preisen und ihren Standardabweichungen als Call- bzw. Put-Optionen bewertet werden. Sind die Kraftwerkseinsatzkosten, die im Rahmen eines Optionsansatzes den Strike-Preis darstellen, höher als der DA-Preis, wird unterstellt, dass das Kraftwerk bisher nicht vermarktet wurde, andernfalls wird unterstellt, dass das Kraftwerk voll vermarktet wurde. Entsprechend wird im ersten Fall eine Bewertung als Call-Option vorgenommen, im zweiten als Put-Option [BDE18], [Web15]. Abbildung 2.8 zeigt dies schematisch. Als alternativer Ansatz soll auch der Preis der ID-Auktion als Referenzpreis herangezogen werden, der im Abgleich mit den Kraftwerkseinsatzkosten (Strike-Preis) den Betriebszustand und damit die Art der zu bewertenden Option (Call- oder Put-Option) festlegt [BDE18].

Die Standardabweichung der ID-Preise wird anhand der Werte der letzten 30 Tage des ID1-Index aus dem kontinuierlichen ID-Handel an der EPEX-Spot ermittelt. Als Erwartungswert des ID-Preises wird der Preis der ID-Auktion genutzt.

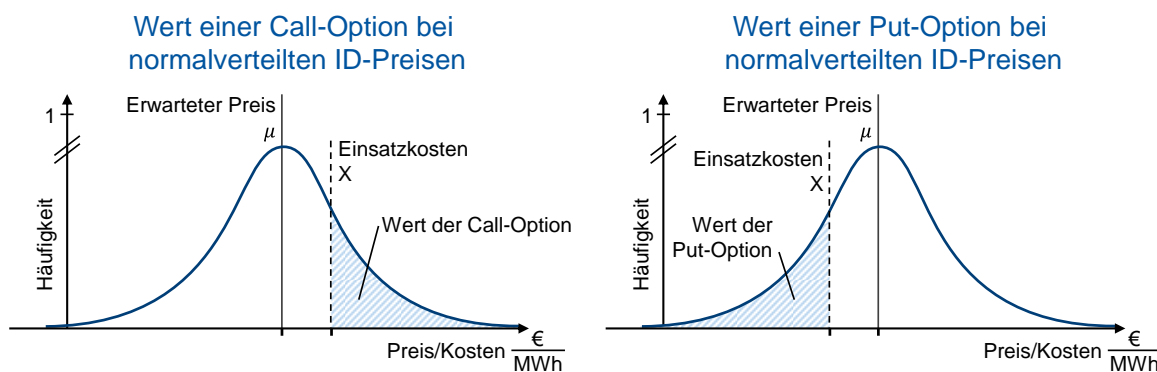


Abbildung 2.8 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes von Call- und Put-Optionen

Mit den oben genannten Eingangsdaten (Erwartungswert des ID-Preises μ , Standardabweichungen der ID-Preise σ und Strike-Preis des Kraftwerks X) lassen sich entgangene DB in jeder Viertelstunde wie folgt bestimmen:

$$Wert_{Call}(X, \mu, \sigma) = \sigma(d\Phi(d) + \phi(d))$$

$$Wert_{Put}(X, \mu, \sigma) = \sigma(\phi(d) - d\Phi(d))$$

Dabei sind Φ und ϕ die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Standardnormalverteilung.

Darüber hinaus gilt $d = \frac{\mu - X}{\sigma}$.

Für weitere Informationen zum vorgestellten Ansatz wird auf [BDE18], [Web15] verwiesen.

3 Untersuchungsergebnisse

3.1 Eingangsdaten

3.1.1 Technische Kraftwerkparameter

In der vorliegenden Studie werden fünf synthetische thermische Kraftwerksblöcke unterschiedlicher Kraftwerkstypen untersucht:

- Braunkohlekraftwerk
- 2 Steinkohlekraftwerke
- Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)
- Offene Gasturbine

Die beiden Steinkohlekraftwerke unterscheiden sich in ihren technischen Parametern so, dass das eine (Steinkohlekraftwerk 750) besser geeignet ist für negativen RD als das andere (Steinkohlekraftwerk 500). Tabelle 3.1 gibt dazu einen Überblick über die im Rahmen der Simulation berücksichtigten technischen Parameter der jeweiligen Erzeugungstechnologien.

Tabelle 3.1 Annahmen zu technischen Parametern der betrachteten synthetischen Kraftwerke

	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]	$\eta_{P_{\min}}$ [%]	$\eta_{P_{\max}}$ [%]	Mindestbetrieb-/ Mindeststillstand- zeit [h]	
Braunkohlekraftwerk	240	880	41	44	5	5
Steinkohlekraftwerk 750	180	750	40	42	5	5
Steinkohlekraftwerk 500	140	500	36	42	5	5
GuD-Anlage	119	297,5	46	55	5	5
Gasturbine	7,5	37,5	31	42	0,25	0,25

Der arbeitspunktabhängige Wirkungsgrad der verschiedenen Anlagen bzw. der stationäre Wärmeverbrauch wird innerhalb der Simulation als Polynom zweiten Grades approximiert, um auch Wirkungsgradverluste im Teillastverhalten abzubilden. Die Formelzeichen $\eta_{P_{\max}}$ und $\eta_{P_{\min}}$ stellen dazu den Wirkungsgrad der verschiedenen Kraftwerkstypen an zwei exemplarischen Stützstellen (bei Minimal- und Maximalleistung) des Leistungsbandes dar.

3.1.2 Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise

Erzeugungs- und Startkosten werden in Abhängigkeit des jeweiligen Primärenergiepreises, und des Preises für Emissionszertifikate zuzüglich Transportkosten¹ berechnet.

Die Preise für Steinkohle und Erdgas basieren auf historischen Werten des Jahres 2021. Für erdgasgefeuerte Anlagen werden dabei die wöchentlichen Mittelwerte der historischen Preise EGIX NCG Gas (European Gas Index) genutzt. Die Preise für Steinkohle basieren auf den wöchentlichen Mittelwerten für das Monatsfuture des Folgemonats (Preisindex API#2).

Die Brennstoffpreise der Primärenergie Braunkohle werden auf Basis institutsinterner Eingangsdaten parametrisiert. Für das betrachtete Braunkohlekraftwerk ergeben sich im Mittel über das Betrachtungsjahr variable Erzeugungskosten in Höhe von rd. 25,0 EUR/MWh (thermisch) im Nennbetrieb.

Die Preise für Emissionszertifikate basieren auf den wöchentlichen Mittelwerten der EEX European Carbon Futures (2021).

Basierend auf Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie den jeweiligen Kraftwerksparametern können Grenz- und Startkosten der Kraftwerke abgeleitet werden. Darüber hinaus können Anpassungskosten für die Erhöhung bzw. Absenkung des Arbeitspunktes eines Kraftwerks abgeleitet werden, wie sie im Rahmen des RD-Prozesses als arbeitsabhängige Erzeugungsauslagen von Kraftwerksbetreibern an ÜNB übermittelt werden [BDE18]. Für ihre Bestimmung werden in der vorliegenden Studie folgende Berechnungsvorschriften unterstellt:

$$K_{\text{Erhöhung}} = \emptyset K_{P_{\min}}$$

$$K_{\text{Absenkung}} = \frac{(\emptyset K_{P_{\max}} \cdot P_{\max}) - (\emptyset K_{P_{\min}} \cdot P_{\min})}{(P_{\max} - P_{\min})}$$

Dabei stellen $\emptyset K_{P_{\min}}$ und $\emptyset K_{P_{\max}}$ die marginalen elektrischen Erzeugungskosten bei Minimal- bzw. Maximalleistung (P_{\min} bzw. P_{\max}) des Kraftwerks dar.

Die sich ergebenden Startkosten sowie die variablen Erzeugungs- und Anpassungskosten der verschiedenen Kraftwerke sind in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

¹ Die Ermittlung der Transportkosten erfolgt durch ein am IAEW entwickeltes Modell.

Tabelle 3.2 Annahmen zu wirtschaftlichen Parametern der betrachteten synthetischen Kraftwerke

	Ø Grenzkosten [EUR/MWh _{el}]		Startkosten [TEUR/Start]			Anpassungskosten <i>K</i> Jahresdurchschnitt 2021 [EUR/MWh]	
	ØK _{Pmin}	ØK _{Pmax}	Kalt ¹	Warm ²	Heiß ³	K _{Erhöhung}	K _{Absenkung}
Braunkohlekraftwerk	62,07	57,87	266.152	122.621	89.394	62,07	56,29
Steinkohlekraftwerk 750	83,10	80,79	58.086	28.772	25.018	83,10	80,06
Steinkohlekraftwerk 500	97,30	83,75	61.243	31.394	24.357	97,30	78,48
GuD-Anlage	141,15	117,75	23.237	22.036	19.972	141,15	102,14
Gasturbine	210,14	151,57	2.058	2.058	1.577	210,14	136,93

¹ Nach 50 Stunden ² Nach 8 Stunden ³ Nach Ablauf der Mindeststillstandzeit

3.1.3 RD-Zeitreihen

Die RD-Zeitreihen für die untersuchten synthetischen Kraftwerke werden entsprechend Abschnitt 2.2.3 hergeleitet. Abbildung 3.1 zeigt die Gesamtzahl der RD-Stunden, die durchschnittliche Dauer eines RD-Abrufs und die durchschnittliche Leistung als relativen Anteil der maximalen Leistung der RD-Abrufe im Vergleich zum Durchschnitt der historischen RD-Abrufe des Jahres 2021 pro Kraftwerkstyp. Die RD-Zeitreihe von Steinkohlekraftwerk 750 basiert auf Daten der Steinkohlekraftwerke, die im Jahr 2021 mehr als 500 Stunden für negativen RD eingesetzt wurden. Für Steinkohlekraftwerk 500 wurden die Daten aller anderen Steinkohlekraftwerke zur Erzeugung der RD-Zeitreihe verwendet.

Es zeigt sich, dass durch das entwickelte Verfahren RD-Zeitreihen generiert werden können, deren Kenngrößen nahe an den historischen durchschnittlichen Kenngrößen liegen. Dennoch kommt es durch das stochastische Vorgehen zu kleinen Abweichungen.

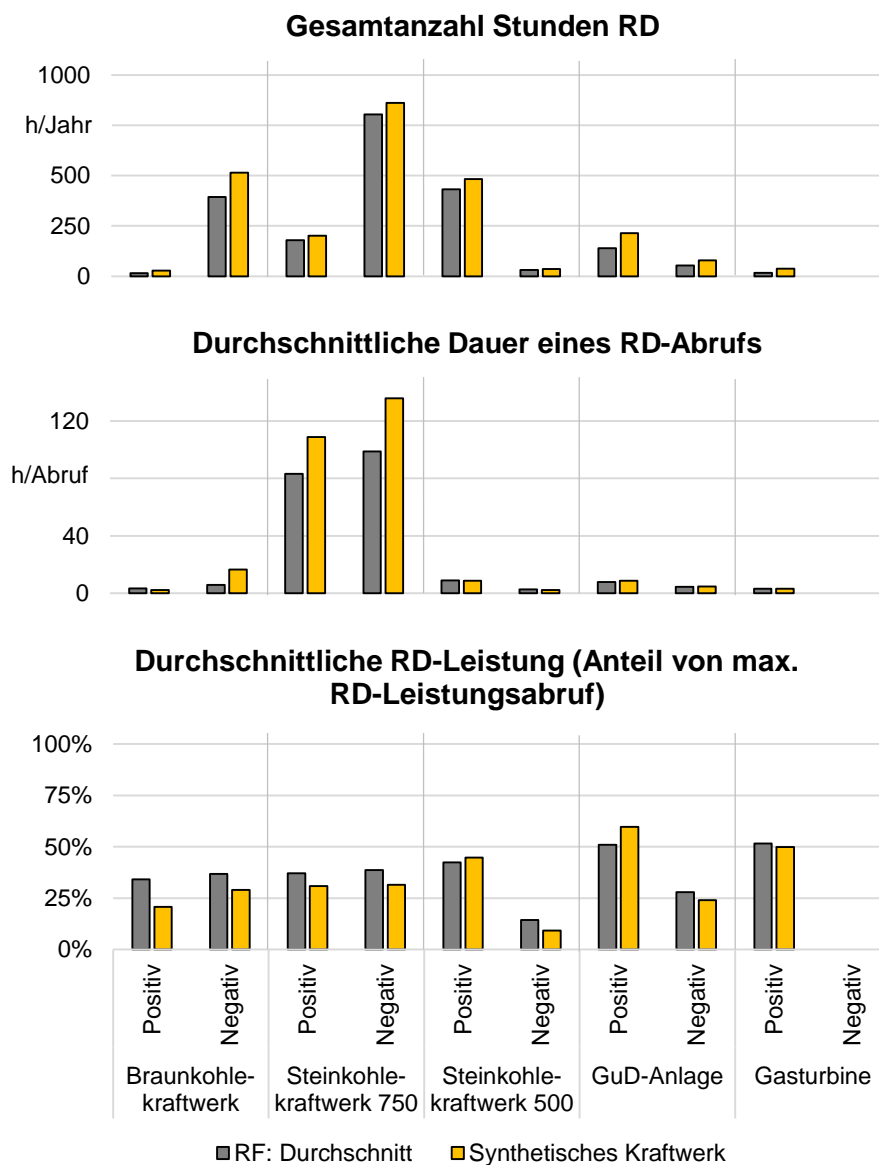


Abbildung 3.1 Anzahl Stunden, Dauer und Leistung der RD-Abrufe

3.1.4 Parameter des finanzmathematischen Ansatzes

Zur Anwendung des finanzmathematischen Ansatzes ist die Bestimmung ansatzspezifischer Eingangsdaten notwendig. Um eine hohe Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des simulativen Ansatzes zu erreichen, werden, wenn möglich, die gleichen Daten zugrunde gelegt.

Betriebszustand des Kraftwerks

Für die Bewertung, ob eine Call- oder Put-Option zu bewerten ist, wird der DA-Preis mit dem Strike-Preis des Kraftwerks verglichen.

Erwarteter ID-Preis

Als erwarteter ID-Preis wird in der Umsetzung nach BDEW-Branchenleitfaden der Preis der ID-Auktion verwendet. [BDE18].

Standardabweichung der ID-Preise

Der finanzmathematische Ansatz nach BDEW erfordert die Ableitung der Standardabweichung der ID-Preise für jedes betrachtete Viertelstundenprodukt basierend auf den entsprechenden Produkten der letzten 30 Tage [BDE18]. Hierfür genutzt werden die ID1-Preisindizes aus dem kontinuierlichen ID-Handel an der EPEX Spot. Es gilt

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i)^2}{n}}$$

Dabei beschreibt x_i den ID1-Index der betrachteten Viertelstunde, μ_i den entsprechenden Preis der ID-Auktion und n die Anzahl der betrachteten Produkte. Die Berechnungen werden am Tag T-1 mit den Daten der Tage T-2 bis T-31 berechnet [BDE18].

Blockierte Leistung durch RD-Abruf

Entgangene Erlöse nach dem finanzmathematischen Ansatz orientieren sich am Leistungsbereich des Kraftwerks, „der ohne die RD-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre“ [BDE18]. Entsprechend müssen durch RD-Anforderungen blockierte Leistungen aus den untersuchten RD-Zeitreihen in Kombination mit den simulierten Anlageneinsätzen abgeleitet werden. Dabei wird von einer einseitigen Blockierung der Leistung bei RD-Anforderung ausgegangen. Entsprechend ergeben sich die blockierten Leistungen bei positivem RD-Abruf zu

$$P_{blockiert,t} = P_t + P_{RD,t}$$

und bei negativem RD-Abruf zu

$$P_{blockiert,t} = (P_{max} - P_t) + |P_{RD,t}|$$

Dabei bezeichnet P_t die Einspeisung des Kraftwerks in der betrachteten Viertelstunde, $P_{RD,t}$ den angeforderten RD-Abruf der betrachteten Viertelstunde und P_{Max} die Maximalleistung des betrachteten Kraftwerks.

Strike-Preis

Der Strike-Preis ermittelt sich aus den von Kraftwerksbetreibern gemeldeten arbeitsabhängigen Erzeugungsauslagen. In der vorliegenden Studie werden dazu die in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Werte für Anpassungen des Arbeitspunktes in positive und negative Richtung

verwendet. Entsprechend BDEW-Branchenleitfaden erfolgt die Ermittlung des (je Kraftwerk eindeutigen) Strike-Preises durch Mittelung der beiden Werte [BDE18].

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Simulationsergebnisse

Bevor im Rahmen des Ergebniskapitels auf die entgangenen DB der betrachteten thermischen Kraftwerke durch den Einsatz für RD näher eingegangen wird, werden zunächst die Einsatzweise bzw. Erlösmöglichkeiten der Anlagen in den verschiedenen Handelsstufen vorgestellt.

Dazu zeigt Abbildung 3.2 die jährlichen DB der verschiedenen synthetischen Kraftwerke je Handelsstufe². Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Kraftwerken zu ermöglichen, sind spezifische DB, die sich auf die Nennleistung (siehe Abschnitt 3.1) der jeweiligen Anlage beziehen, abgebildet. Die DB aus dem DA-Handel setzen sich dabei aus den Spotmarkterlösen abzüglich der Brennstoff-, Emissions- und Startkosten zusammen. Die DB aus der ID-Auktion und dem kontinuierlichen ID-Handel beinhalten ausschließlich die zusätzlichen DB, welche aus einer Anpassung der Produktion (make-or-buy-Entscheidung) in Folge veränderter Preisanreize resultieren.

Entsprechend der variablen Kosten des jeweiligen Kraftwerkstyps erzielt insbesondere das Grundlastkraftwerk auf Basis von Braunkohle hohe spezifische DB im DA-Handel, wohingegen bspw. die offene Gasturbine nur in wenigen Intervallen bei hohen Spotmarktpreisen eingesetzt wird.

Ein Vergleich der DB aus der DA-Auktion mit den DB aus der ID-Auktion und aus dem kontinuierlichen ID-Handel macht deutlich, dass die (zusätzlichen) DB aus dem ID-Handel deutlich geringer ausfallen und somit nur eine untergeordnete Rolle (hinsichtlich Erlösmöglichkeit) bei der Vermarktung an den verschiedenen Handelsstufen spielen.

² Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, wird in der Stufe des kontinuierlichen ID-Handels zwischen der Variante „Flexibel“ und „Unflexibel“ unterschieden.

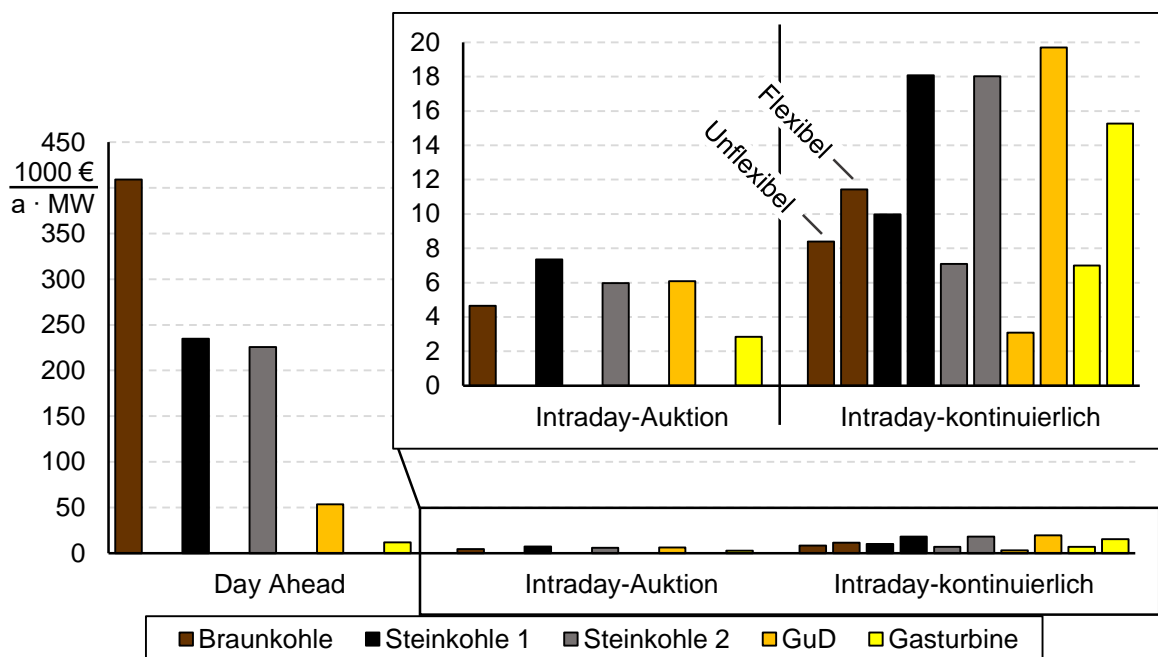


Abbildung 3.2 Jährlicher spezifischer DB je Handelsstufe und Kraftwerk

Aufgrund der Entwicklung der Brennstoffpreise im Jahr 2021 unterscheiden sich die Spotmarktpreise in der ersten Jahreshälfte stark von denen in der zweiten Jahreshälfte. Daraus ergibt sich auch ein großer Unterschied zwischen den Erlösen in den beiden Halbjahren. Abbildung 3.3 zeigt die Erlöse getrennt für die beiden Halbjahre.

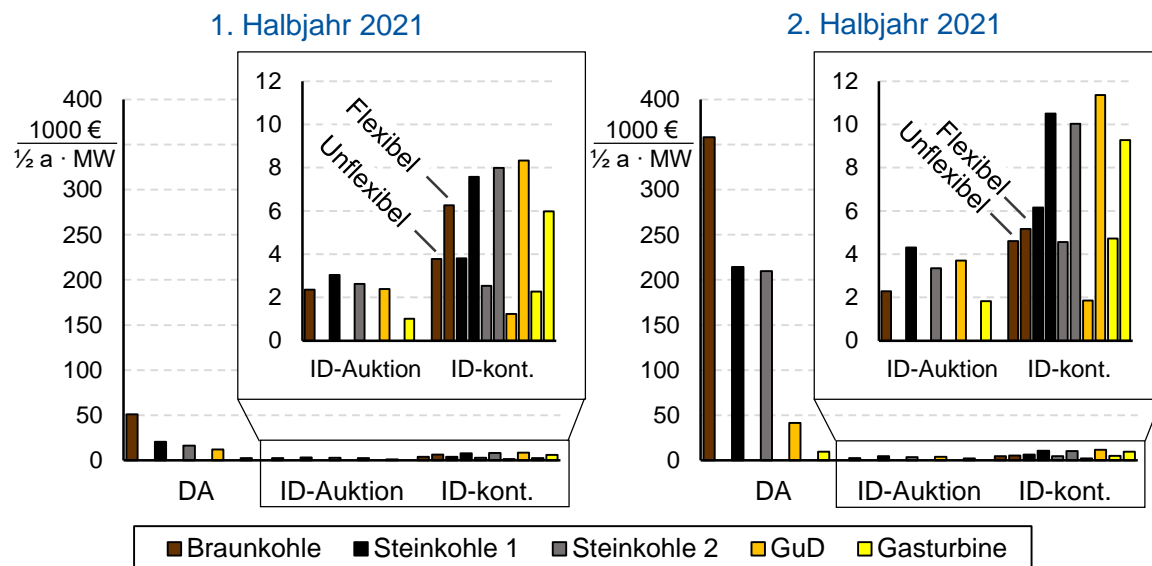


Abbildung 3.3 Spezifischer Erlös je Handelsstufe und Kraftwerk für das 1. und 2. Halbjahr 2021

Deutlich zu erkennen ist, dass insbesondere die DB aus der DA-Auktion in der zweiten Jahreshälfte deutlich höher als in der ersten Jahreshälfte sind.

3.2.2 RD-Potential

In einem nächsten Schritt wird überprüft, welches RD-Potential die unterschiedlichen synthetischen Kraftwerke aufweisen. In Abhängigkeit der DA-Vermarktung ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten zum RD je Kraftwerk. Als RD-Potential wird im Folgenden die maximal mögliche RD-Menge bei theoretischem, konstanten Maximalabruf über ein Jahr beschrieben. In Abbildung 3.4 ist das RD-Potential der einzelnen Kraftwerke in GWh pro Jahr und in Volllaststunden pro Jahr aufgezeigt.

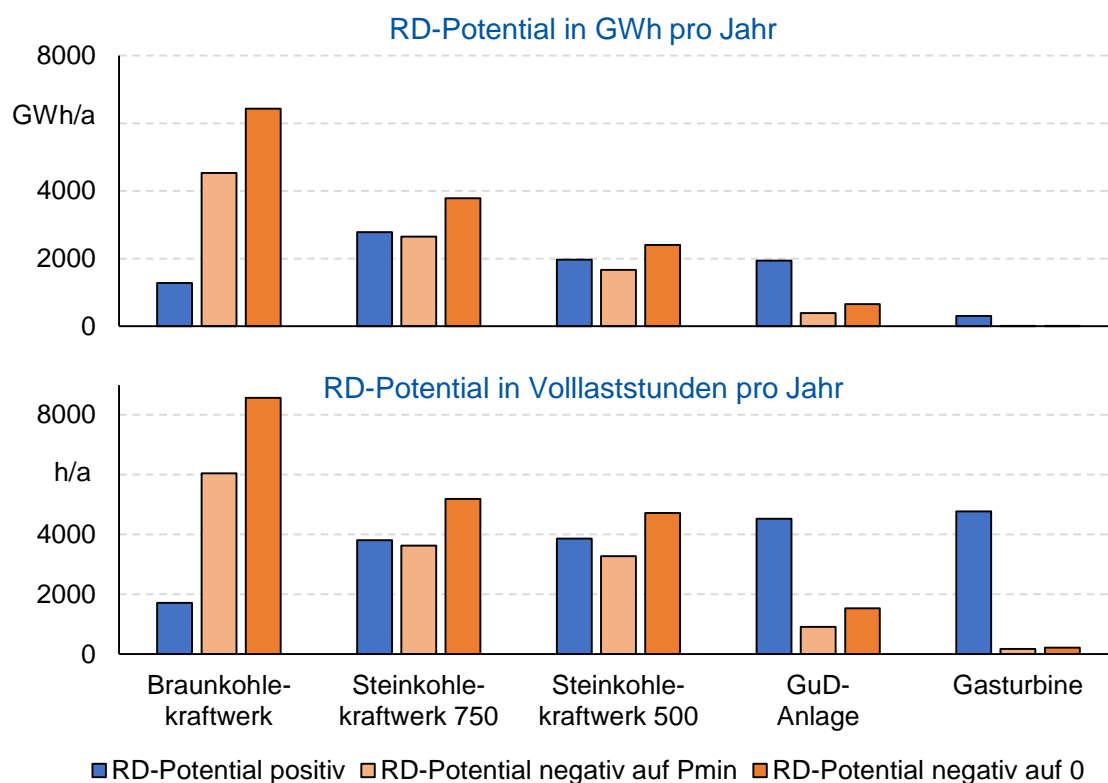


Abbildung 3.4 RD-Potentiale der betrachteten Kraftwerke für das Jahr 2021

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass das Braunkohlekraftwerk hauptsächlich als Grundlastkraftwerk eingesetzt wird und daher insbesondere zur Bereitstellung von negativer RD-Leistung verfügbar ist. Die GuD-Anlage und Gasturbine werden selten eingesetzt und stehen deshalb vor allem zur Bereitstellung von positiver RD-Leistung zur Verfügung. Die Steinkohlekraftwerke bieten sowohl negative als auch positive RD-Potentiale.

3.2.3 Entgangene DB durch RD

Im letzten Schritt des simulativen Ansatzes erfolgt die Auswertung entgangener DB entsprechend dem Vorgehen in 2.2.4 basierend auf den erzielten Simulationsergebnissen. Analog werden die entsprechenden Ergebnisse mithilfe des finanzmathematischen Ansatzes (nach

Abschnitt 2.3) bestimmt und als Vergleichsergebnisse herangezogen. Abbildung 3.5 zeigt die Übersicht aller ermittelten entgangenen DB. Eine Darstellung als relative entgangene DB bezogen auf die blockierte Energie befindet sich in Anhang B.

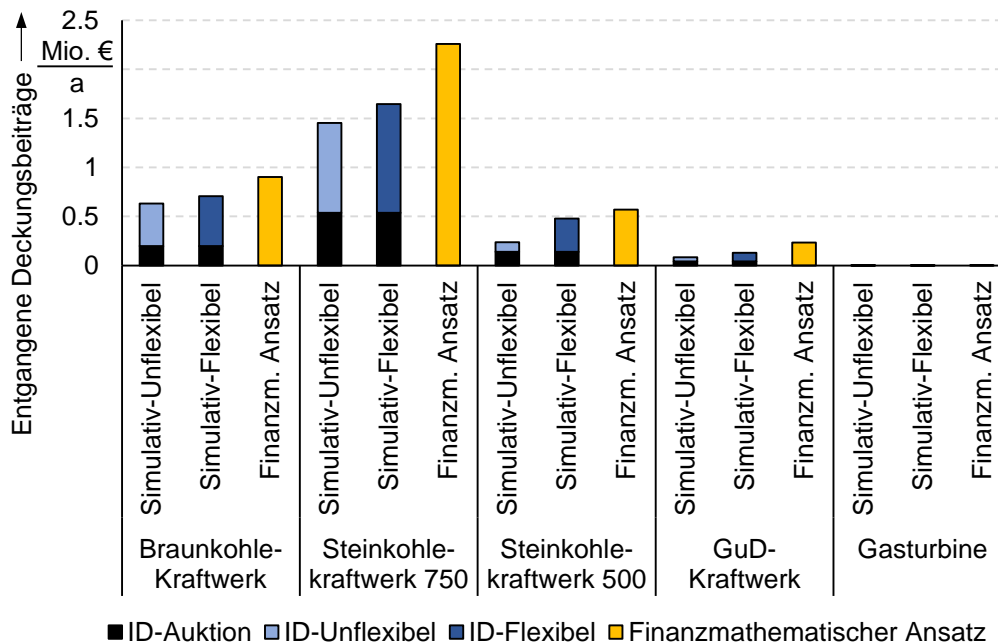


Abbildung 3.5 Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021

Entgangene DB nach simulativem Ansatz werden für die ID-Auktion und den kontinuierlichen ID-Handel, getrennt nach den Varianten Unflexibel und Flexibel, dargestellt. Der Vergleich mit den Ergebnissen nach finanzmathematischem Ansatz zeigt große Differenzen auf. So übersteigen die bestimmten Werte nach finanzmathematischem Ansatz jene nach simulativem Ansatz in jeder betrachteten Variante. Tabelle 3.3 fasst die Ergebnisse in tabellarischer Form zusammen.

Während die entgangenen DB nach finanzmathematischem Ansatz in jeder Viertelstunde positiv sind, sind nach simulativem Ansatz auch negative Werte möglich. Diese treten auf, wenn der Kraftwerksbetreiber durch eine Anpassung des ID-Fahrplans insgesamt zusätzliche DB erzielen kann, in einzelnen Viertelstunden jedoch schlechter gestellt wäre. Treten in diesen Viertelstunden RD-Anforderungen auf, ergeben sich negative entgangene DB. In sämtlichen Auswertungen werden diese negativen entgangenen DB verrechnet und gehen in die Ergebnisse ein. Würden negative Werte keine Berücksichtigung in den Ergebnissen finden, fielen die entgangenen DB nach simulativem Ansatz 2 % - 9 % höher, in einem Einzelfall des GuD-Kraftwerks sogar 48 % höher, aus. Im Fall des GuD-Kraftwerks ist dies darauf zurückzuführen,

dass die hergeleitete RD-Zeitreihe häufig RD-Abrufe in Viertelstunden enthält, in denen das Kraftwerk aufgrund von Anpassungen des DA-Fahrplans durch Nachhandeln in der ID-Auktion oder im kontinuierlichen ID-Handel in einzelnen Viertelstunden negative zusätzliche entgangene DB aufweist, obwohl insgesamt zusätzliche DB erzielt werden. Wenn also zur Vermeidung von Startkosten negative entgangene DB in einzelnen Viertelstunden in Kauf genommen werden und zufällig in diesen negativen Viertelstunden Redispatchmaßnahmen anfallen, kommt es zu diesem Effekt.

Tabelle 3.3 Ergebnisvergleich entgangener DB für das Jahr 2021

Kraftwerk	P _{max} [MW]	Entgangene DB (simulativer Ansatz) [€ / a] (Anzahl ¼-h)			Entgangene DB (finanzmathe-matischer Ansatz) [€ / a] (Anzahl ¼-h)
		Nur ID-Auktion	Nur ID-Unflexibel	Nur ID-Flexibel	
Braunkohle- kraftwerk	800	198.993 (264)	434.312 (374)	508.103 (405)	901.064 (2.173)
Steinkohle 750	750	537.204 (768)	916.230 (1.021)	1.109.239 (1.183)	2.259.280 (4.253)
Steinkohle 500	500	138.255 (264)	99.276 (178)	341.496 (423)	570.572 (2.080)
GuD	297	40.709 (148)	42.250 (107)	88.065 (247)	235.616 (1.172)
Gasturbine	37	46 (1)	229 (1)	800 (5)	921 (153)

Da die Berücksichtigung von negativen entgangenen DB bei allen anderen Kraftwerken aber nur geringe Auswirkungen hat, kann im Allgemeinen angenommen werden, dass die Berücksichtigung bzw. Vernachlässigung negativer entgangener DB keine wesentlichen Auswirkungen auf die Aussage der Studienergebnisse hat. Es wird im Folgenden angenommen, dass negative entgangene DB im simulativen Ansatz berücksichtigt werden.

Im Jahr 2021 waren die Brennstoffpreise vor allem in der zweiten Jahreshälfte besonders hoch. Abbildung 3.6 zeigt deswegen den Ergebnisvergleich der entgangenen DB, getrennt für das erste und zweite Halbjahr 2021. In Anhang B befindet sich zudem eine Darstellung als relative entgangene DB bezogen auf die blockierte Energie, getrennt für beide Halbjahre.

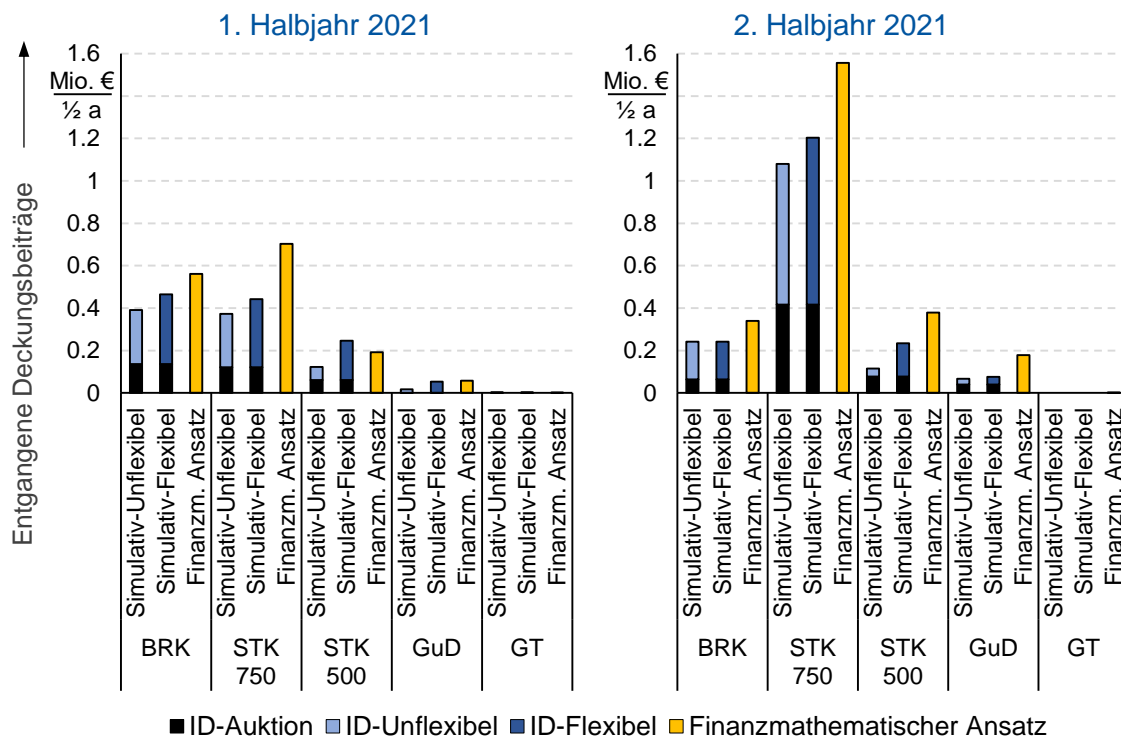


Abbildung 3.6 Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz getrennt nach 1. und 2. Halbjahr 2021

Es ist ersichtlich, dass bei beiden Ansätzen die entgangenen DB in der zweiten Jahreshälfte in den meisten Fällen höher sind als in der ersten Jahreshälfte. In der Regel übersteigen die entgangenen DB nach finanzmathematischem Ansatz in beiden Jahreshälften die Ergebnisse des simulativen Ansatzes. Im Falle des Steinkohlekraftwerks 500 und der Gasturbine übersteigt der Wert des simulativen Ansatzes in der Variante Flexibel jedoch das Ergebnis des finanzmathematischen Ansatzes im ersten Halbjahr.

Dieser Unterschied liegt in der mangelnden Berücksichtigung von Startkosten bei der Berechnung entgangener DB und häufigen Startentscheidungen in der Variante Flexibel im ersten Halbjahr begründet. Die Kraftwerke werden in der Variante Flexibel über den Tag regelmäßig extra angeschaltet, um zusätzliche Erlöse zu erzielen, da die Einschaltentscheidungen nur am Ende jedes Tages die aus der ID-Auktion entsprechen müssen. Bei der Variante Unflexibel ist ein zusätzliches Anschalten des Kraftwerks nicht möglich, da die Einschaltentscheidungen zum Ende jeder Stunde aus der ID-Auktion übernommen werden. In der Variante Flexibel können Kraftwerke daher tagsüber angeschaltet werden, auch wenn sie nach der ID-Auktion gar nicht angeschaltet wären. Im Falle des Steinkohlekraftwerks 500 und der Gasturbine passiert ein zusätzliches Anfahren im kontinuierlichen ID-Handel in der Variante Flexibel einige Male in den ersten sechs Monaten des Jahres 2021 mit zusätzlichen DB. Wenn dies zeitgleich

mit einem RD-Abruf auftritt, ist eine Berücksichtigung von Startkosten für die genaue Bestimmung der entgangenen Deckungsbeiträge notwendig. Da die Startkosten in der Berechnung entgangener DB jedoch aufgrund der Notwendigkeit einer Unterscheidung verschiedenster Fälle nicht berücksichtigt wurden, fallen die entgangenen Deckungsbeiträge im kontinuierlichen ID-Handel in der Variante Flexibel teilweise höher aus. Eine Sensitivitätsuntersuchung bezüglich der Berücksichtigung von Startkosten bei der Bestimmung entgangener Deckungsbeiträge ist in Anhang C zu finden.

Eine Überschätzung der entgangenen DB des finanzmathematischen Ansatzes ist jedoch insbesondere auf den Einfluss der Preisdifferenz zwischen des ID-Auktionspreises und des DA-Preises sowie die Standardabweichung der ID1-Preisindizes zurückzuführen. Beim finanzmathematischen Ansatz in der aktuellen Umsetzung nach BDEW entspricht der ID-Auktionspreis dem Erwartungswert für die Optionsbewertung, während der DA-Preis für die Unterscheidung nach Call- bzw. Put-Option herangezogen wird. Ist die Differenz zwischen DA-Preis und ID-Auktionspreis besonders hoch, so kann dies dazu führen, dass der Wert der Call- bzw. Put-Option sehr hoch ausfällt. Die Standardabweichung der ID1-Preisindizes (siehe Abschnitt 3.1.4) beeinflusst die Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes insbesondere durch hohe Preisspitzen in den ID1-Preisindizes, welche in der Berechnung der Standardabweichung auch in den darauffolgenden 30 Tagen einfließen und im Falle eines RD-Abrufes zu einer Überschätzung führen können.

Die Verwendung eines einheitlichen Strike-Preises stellt ebenfalls einen Grund bzw. einen verstärkenden Faktor für die Überschätzung der entgangenen DB im finanzmathematischen Ansatz gegenüber dem simulativen Ansatz dar. Durch die Mittelung der gemeldeten Kosten zur Erhöhung bzw. zur Absenkung des Kraftwerksarbeitspunktes ergeben sich mit den in dieser Studie verwendeten Werten für alle betrachteten Kraftwerke Strike-Preise, die niedriger als die Kosten zur Erhöhung der Arbeitspunkte und höher als die Kosten zur Absenkung der Arbeitspunkte sind. Den Berechnungsvorschriften des finanzmathematischen Ansatzes folgend ergeben sich dadurch höhere entgangene DB als bei Verwendung unterschiedlicher Strike-Preise entsprechend den jeweiligen Anpassungskosten.

Zur weiteren Beleuchtung der auftretenden Unterschiede werden Detailergebnisse beider Ansätze für exemplarische Situationen verglichen. Trotz des exemplarischen Charakters dieser Situationen ermöglichen sie Schlussfolgerungen über die Gründe der auftretenden Unterschiede.

Situation 1: Kraftwerk Steinkohle 750 vom 17.11.2021 – 18.11.2021

Die folgenden Abbildungen stellen die wesentlichen Einflüsse und Ergebnisse der beiden Ansätze für den Zeitraum vom 17.11.2021 bis zum 18.11.2021 dar. Abbildung 3.7 zeigt den Verlauf der Kraftwerksvermarktung entsprechend der Einsatz- und Vermarktungssimulation des simulativen Ansatzes sowie den berücksichtigten RD-Abruf. Abbildung 3.8 stellt die resultierenden entgangenen DB der verglichenen Ansätze dar. Schließlich zeigt Abbildung 3.9 die Strompreise und Standardabweichung der ID1-Preisindizes in der dargestellten Situation. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist in den Abbildungen ausschließlich der kontinuierliche ID-Handel in der Variante Flexibel gezeigt.

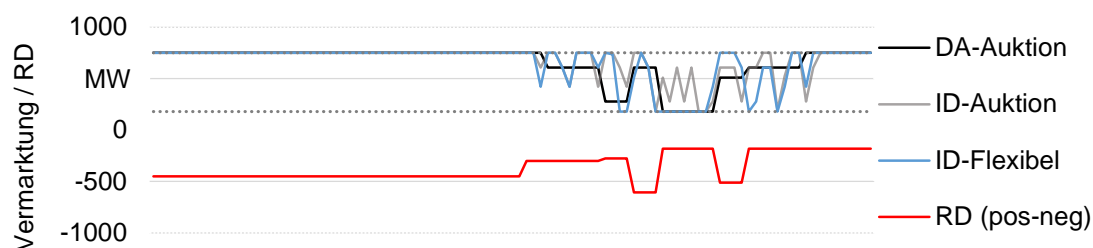


Abbildung 3.7 Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 1

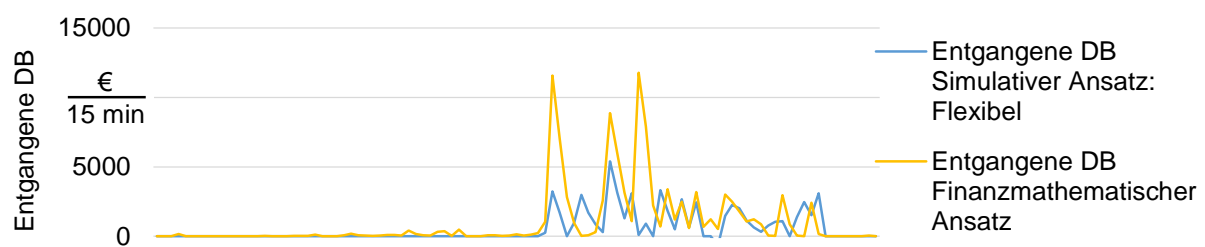


Abbildung 3.8 Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 1

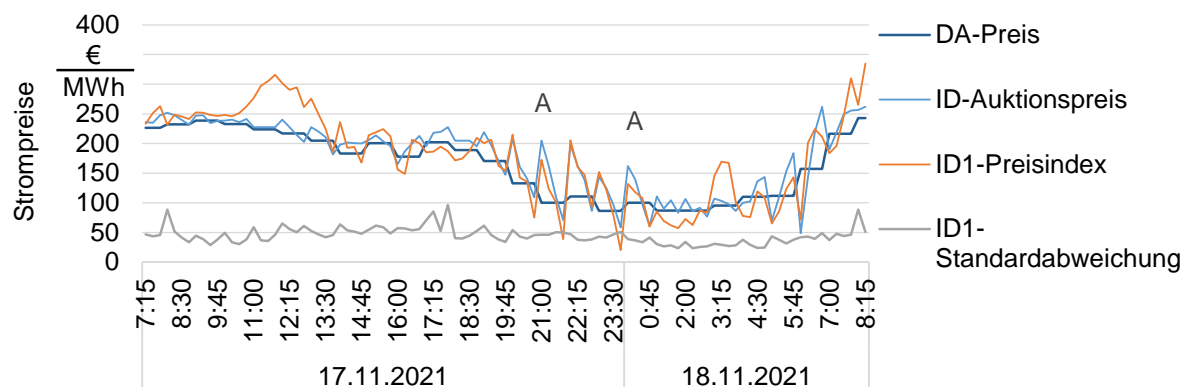


Abbildung 3.9 Verläufe von Preisen und Standardabweichung in Situation 1

Die dargestellte Situation illustriert zuvor genannte mögliche Gründe für die unterschiedlichen Ergebnisse beider Ansätze. In den Viertelstunden mit der Markierung A ist die Differenz zwischen dem ID-Auktionspreis und dem DA-Preis sehr hoch. Bei der Berechnung entgangener DB mittels des finanzmathematischen Ansatzes führt dies zu deutlich höheren Werten als beim simulativen Ansatz. Grund für die hohe Überschätzung liegt in der Bewertung des finanzmathematischen Ansatzes, ob eine Call- oder Put-Option vorliegt. In der beschriebenen Situation in den Viertelstunden mit der Markierung A ist der Strike-Preis des Kraftwerks größer als der DA-Preis, aber kleiner als der ID-Auktionspreis. Da die Bewertung, ob eine Call- oder Put-Option vorliegt, vom DA-Preis abhängig ist, und dieser kleiner ist als der Strike-Preis, wird die Option als Call-Option bewertet (siehe Abschnitt 2.3.1). Der Wert der Call-Option ist demnach sehr hoch. Abbildung 3.10 veranschaulicht die Bewertung einer Call-Option nach dem finanzmathematischen Ansatz für den beschriebenen Fall.

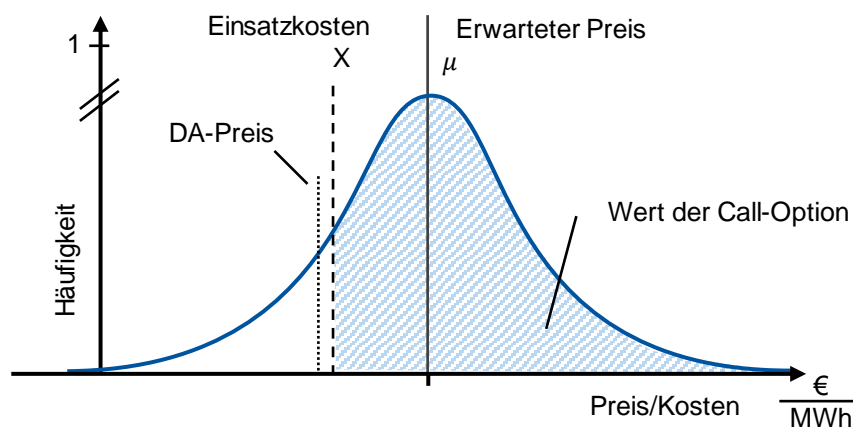


Abbildung 3.10 Bewertung einer Call- bzw. Put-Option beim finanzmathematischen Ansatz

Situation 2: Kraftwerk Steinkohle 500 vom 05.11.2021 – 08.11.2021

Analog zu Situation 1 zeigt Abbildung 3.11 den Verlauf der Kraftwerksvermarktung entsprechend der Einsatz- und Vermarktungssimulation des simulativen Ansatzes sowie den berücksichtigten RD-Abruf. Abbildung 3.12 stellt die resultierenden entgangenen DB der verglichenen Ansätze dar. Schließlich zeigt Abbildung 3.13 die Strompreise und Standardabweichung der ID1-Preisindizes in der dargestellten Situation. Es wird lediglich der kontinuierliche ID-Handel in der Variante Flexibel dargestellt.

In den Viertelstunden mit der Markierung A in Abbildung 3.11 befindet sich das Kraftwerk nach Einsatz- und Vermarktungssimulation im Stillstand und wird auch im kontinuierlichen ID-Handel nicht vermarktet. Entsprechend fallen nach simulativen Ansatz keine entgangenen DB an.

Nach finanzmathematischem Ansatz besteht auf Basis der erwarteten ID-Preise in Kombination mit der Standardabweichung der ID1-Preisindizes und dem Strike-Preis des Kraftwerks hingegen eine von Null verschiedene Wahrscheinlichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs. Dies führt in der vorliegenden Situation in allen Viertelstunden mit RD-Anforderungen zu entgangenen DB.

Zusätzlich zu der Tatsache, dass nach finanzmathematischem Ansatz in dem betrachteten Zeitraum in einer Vielzahl an Viertelstunden entgangene DB anfallen, wird die Höhe der entgangenen DB aufgrund des in Situation 1 beschriebenen Grundes nochmals überschätzt, da auch in dieser Situation der ID-Auktionspreis deutlich über dem DA-Preis liegt.

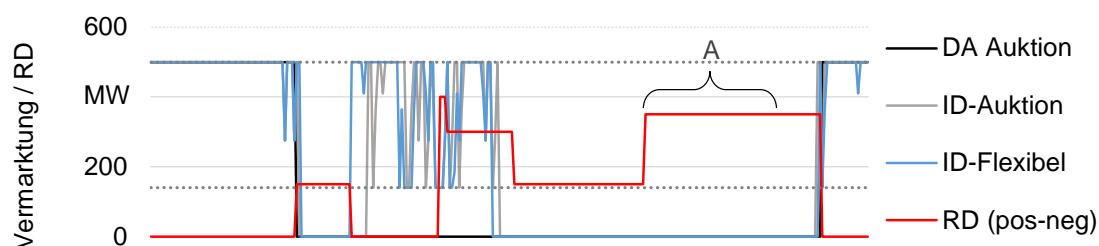


Abbildung 3.11 Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 2

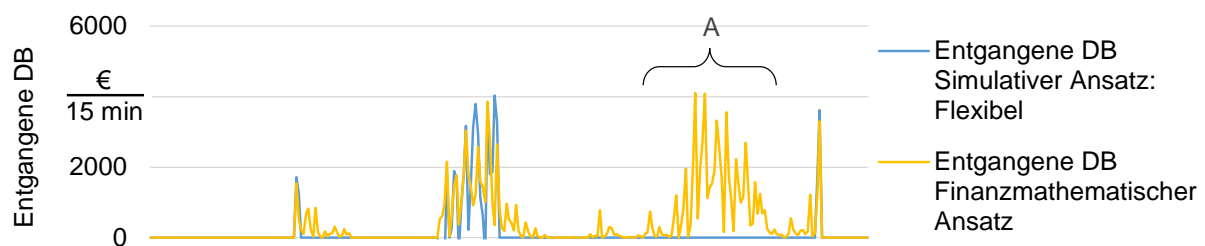


Abbildung 3.12 Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 2

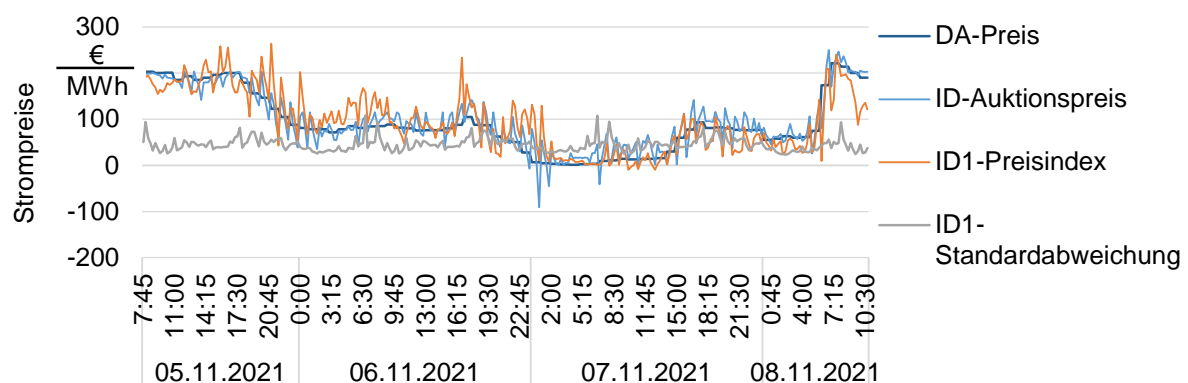


Abbildung 3.13 Verläufe von Preisen und ID1-Standardabweichung in Situation 2

Situation 3: GuD-Kraftwerk am 14.10.2021

In der folgenden Situation wird der Einfluss hoher Preisspitzen im ID1-Preisindex auf die im finanzmathematischen Ansatz verwendeten Standardabweichung untersucht. Abbildung 3.14 zeigt, inwiefern sich hohe ID1-Preisspitzen (siehe Markierung A) auf die Standardabweichung (siehe Markierung B) der folgenden 30 Tage (siehe Abschnitt 3.1.4) auswirken.

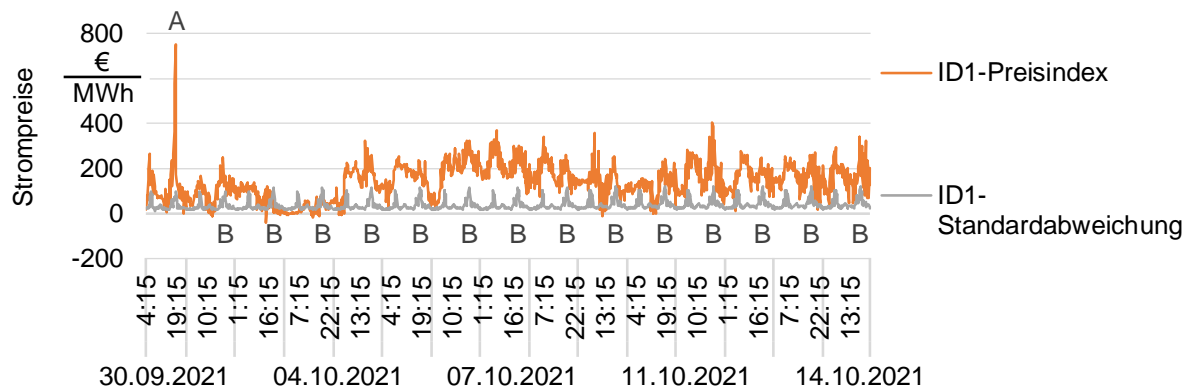


Abbildung 3.14 Verläufe von ID1-Preisindex und seiner Standardabweichung vor und während des Zeitraumes von Situation 3

Fällt ein RD-Abruf in einen Zeitraum mit hoher Standardabweichung, so führt dies zu erhöhten entgangenen DB nach finanzmathematischem Ansatz. Zur Veranschaulichung zeigen die nachfolgenden Abbildungen, analog zu Situation 1 und 2, den Verlauf der Einsatz- und Vermarktungssimulation des simulativen Ansatzes sowie den berücksichtigten RD-Abruf (siehe Abbildung 3.15), die resultierenden entgangenen DB der verglichenen Ansätze (siehe Abbildung 3.16) sowie die Strompreise und Standardabweichung der ID1-Preisindizes (siehe Abbildung 3.17) für die betrachtete GuD-Anlage am 14.10.2021. Aus diesen wird ersichtlich, dass die aufgrund der ID1-Preisspitze vom 30.09.2021 um 18:30 Uhr erhöhte Standardabweichung am 14.10.2021 um 18:30 Uhr (siehe Markierung B in Abbildung 3.17) die entgangenen DB nach finanzmathematischem Ansatz beeinflusst.

Anmerkung: Die negativen entgangenen DB nach simulativem Ansatz (siehe Markierung C in Abbildung 3.16) sind darauf zurückzuführen, dass die Startkosten nicht bei der Berechnung der entgangenen DB berücksichtigt wurden.



Abbildung 3.15 Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 3

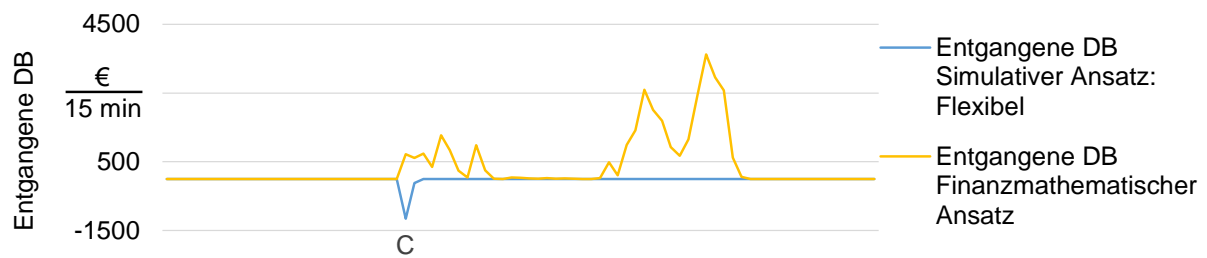


Abbildung 3.16 Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 3

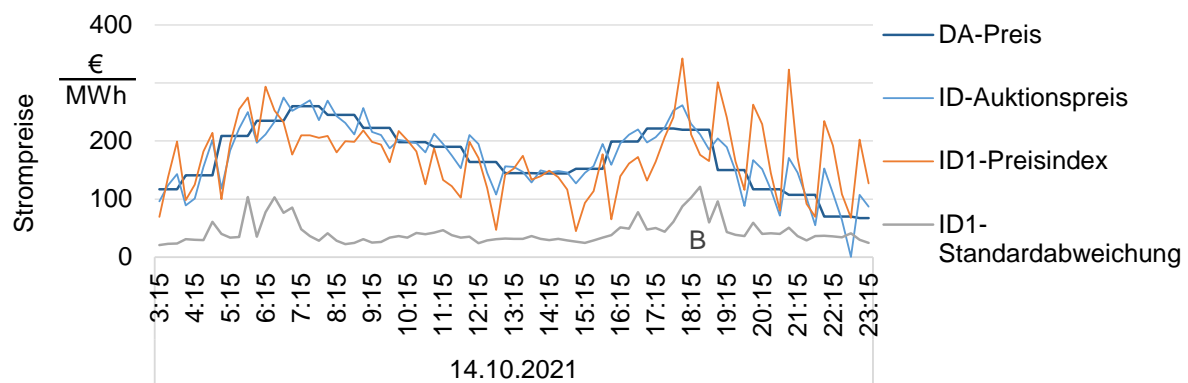


Abbildung 3.17 Verläufe von Preisen und ID1-Standardabweichung in Situation 3

4 Lösungsvorschläge für eine Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes

Aus den Untersuchungen wird ersichtlich, dass die entgangenen DB bei Berechnung mit dem finanzmathematischen Ansatz bei allen betrachteten Kraftwerken insgesamt höher ausfallen als mit dem simulativen Ansatz. Gründe hierfür liegen zum einen darin, dass die Bewertung einer Call- bzw. Put-Option beim finanzmathematischen Ansatz zu einem sehr hohen Wert führen kann, je nachdem wie der DA-Preis, der Erwartungswert des ID-Preises (ID-Auktionspreis) und der Strike-Preis des Kraftwerks in der jeweiligen Viertelstunde ausfällt. Zum anderen wirken sich hohe Preisspitzen beim ID1-Preisindex auf die Standardabweichung der ID-Preise aus, welche wiederum im Falle eines RD-Abrufes bei hoher Standardabweichung zu einer Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes führen. Um dieser Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes entgegenzuwirken, werden im Folgenden zwei Lösungsvorschläge vorgestellt, welche diese Überschätzung reduzieren.

Startkosten und die Vernachlässigung von Zeitkopplungen im finanzmathematischen Ansatz sind ein weiterer Grund für die Differenzen beider Ansätze. Die Berücksichtigung von Startkosten ist jedoch aufgrund von Fallunterscheidungen und zeitlich gekoppelten Einschaltentscheidungen sehr komplex. Um weiterhin eine transparente und nachvollziehbare Berechnung mittels finanzmathematischen Ansatzes zu ermöglichen, wird an dieser Stelle von einer Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes um Startkosten abgesehen. Ebenso wurde im Rahmen dieser Studie von einer Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes durch eine Anpassung der Berechnung des Strike-Preises eines Kraftwerks abgesehen, stellt jedoch eine weitere Möglichkeit für Anpassungen dar.

4.1 Unterscheidung nach Call- bzw. Put-Optionen anhand der ID-Auktionpreise statt DA-Preise

Für den finanzmathematischen Ansatz ist es erforderlich, den Betriebszustand des Kraftwerks zu kennen. Bisher wird der DA-Preis hierfür herangezogen. Ist der DA-Preis höher als der Strike-Preis, wird das Kraftwerk als in Betrieb betrachtet, sein Vermarktungswert im ID-Handel entspricht einer Put-Option. Im anderen Fall entspricht der Vermarktungswert dem Wert einer Call-Option. Es stellt sich die Frage, ob der Preis der ID-Auktion, der nur 3 Stunden nach dem DA-Preis ermittelt wird, den Betriebszustand zum Zeitpunkt der RD-Anforderung besser beschreibt. Einer Überschätzung des Wertes der Call- bzw. Put-Option kann entgegengewirkt

werden, indem zur Festlegung auf eine Call- bzw. Put-Option nicht der DA-Preis, sondern der ID-Auktionspreis angenommen wird. Die Berechnung entgangener DB erfolgt demnach nicht aus der Möglichkeit eines Nachhandelns in der ID-Auktion, sondern ausschließlich aus der Möglichkeit eines Nachhandelns im kontinuierlichen ID-Handel. Wenn die RD-Anweisungen der Netzbetreiber erst nach Durchführung der ID-Auktion stattfinden, kann die ID-Auktion wie die DA-Auktion behandelt werden, da Kraftwerksbetreiber noch nicht in ihrer Handelsentscheidung in der ID-Auktion eingeschränkt wurden. In der ID-Auktion stehen die entgangenen DB durch die bereits getätigte Entscheidung der Kraftwerksbetreiber schon fest und können analog zu den DB im DA-Handel berechnet werden. Die entgangenen DB durch eingeschränktes Handeln in der ID-Auktion werden demnach nicht über den finanzmathematischen Ansatz berechnet. Abbildung 4.1 zeigt einen Vergleich der entgangenen DB pro blockierter Energie des finanzmathematischen Ansatzes mit dem simulativen Ansatz unter Festlegung auf eine Call- bzw. Put-Option anhand des DA-Preises (links) bzw. ID-Auktionspreises (rechts).

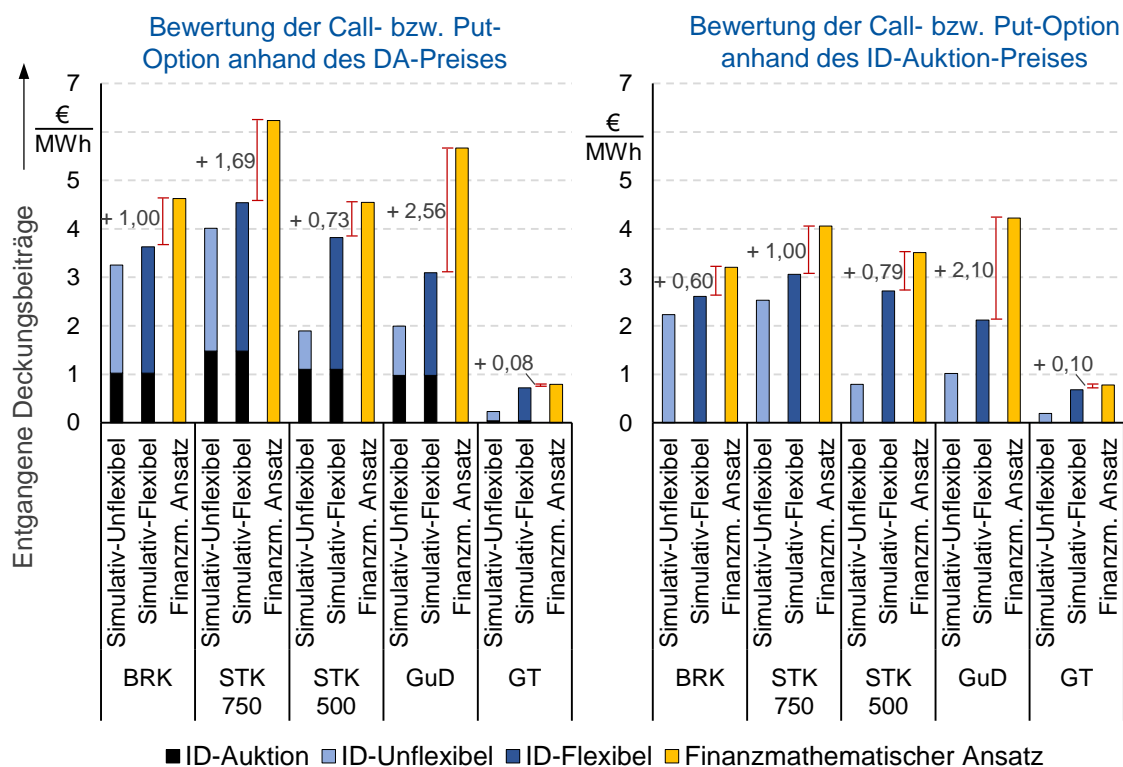


Abbildung 4.1 Entgangene DB pro blockierter Energie nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021 unter Festlegung auf eine Call- bzw. Put-Option anhand des DA-Preises und des ID-Auktionspreises

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die Überschätzung durch die Anpassung des finanzmathematischen Ansatzes bei den meisten betrachteten Kraftwerken geringer ausfällt. Dies

ist insbesondere auf die verringerte Unsicherheit durch das ausschließliche Abschätzen der entgangenen DB durch Einschränkung im kontinuierlichen ID-Handel zurückzuführen. Lediglich bei zwei Kraftwerken, Steinkohle (STK) 500 und Gasturbine (GT), fällt der relative Unterschied zum Ergebnis ohne Anpassung des finanzmathematischen Ansatzes minimal höher aus. Grund hierfür ist eine leichte Überschätzung des simulativen Ansatzes bei der Berechnung entgangener DB aufgrund der Vernachlässigung der Startkosten.

4.2 Anpassung der Berechnung der ID1-Standardabweichung

Ein weiterer Lösungsvorschlag zur Verringerung der Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes ist die Anpassung der Berechnung der Standardabweichung des ID1-Index. Die Berechnung der Standardabweichung unterliegt Annahmen zur zugrundeliegenden Verteilung sowie zur Parametrierung der Berechnung, die angepasst werden können. Den größten Einfluss der Standardabweichung auf die Überschätzung der entgangenen DB stellt die Auswirkung hoher ID1-Preisspitzen auf die Standardabweichung dar. Um die Standardabweichung zu glätten und den Einfluss hoher Preisspitzen zu verringern, wird im Folgenden der Ansatz untersucht, bei der Berechnung der Standardabweichung die ID1-Preisindizes der letzten 30 Tage eines Tageszeitpunktes oberhalb des 95 %- bzw. 97,5 %-Quantils und unterhalb des 5 % bzw. 2,5 %-Quantils auf den jeweiligen Quantilswert zu beschränken. Abbildung 4.2 zeigt die entgangenen Deckungsbeiträge pro blockierter Energie unter Berücksichtigung dieser Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes.

Die empirischen Ergebnisse zeigen, dass eine Begrenzung von Extrempreisen einen geringeren Wert der Standardabweichung liefert und somit die Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes durch einzelne Extrempreise verringert.

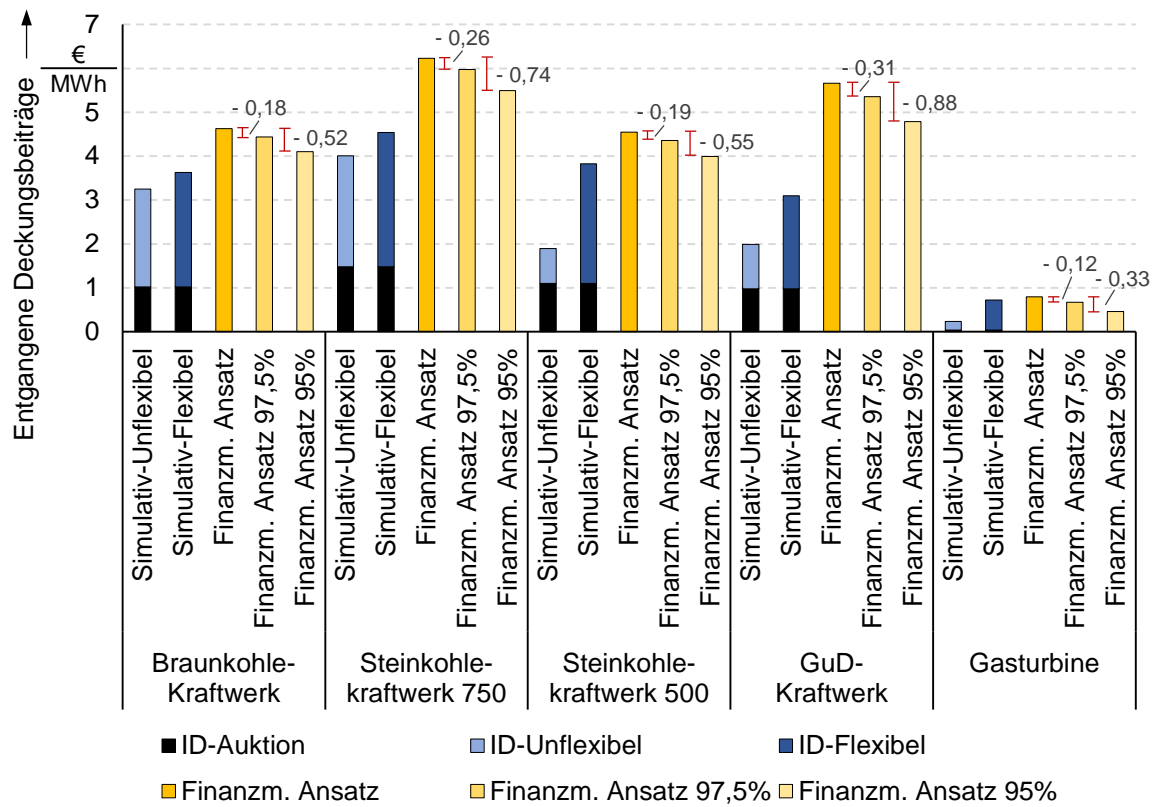


Abbildung 4.2 Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz pro blockierter Energie für das Jahr 2021 unter Berücksichtigung der Glättung der Standardabweichung der ID-Preise

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 2.1 Methodisches Vorgehen - Überblick.....	4
Abbildung 2.2 Übersicht Einsatz- und Vermarktungssimulation.....	5
Abbildung 2.3 Iteratives Verfahren zur Herleitung von RD-Zeitreihen.....	7
Abbildung 2.4 Beispiel einer Markoff-Kette für die Bestimmung der Dauer eines RD-Abrufs....	8
Abbildung 2.5 Iteratives Verfahren zur Bestimmung der RD-Leistung für alle RD-Abrufe	10
Abbildung 2.6 Schematische Darstellung zur Ableitung entgangener DB bei positiver RD- Anforderung	12
Abbildung 2.7 Schematische Darstellung zur Ableitung entgangener DB bei negativer RD- Anforderung	12
Abbildung 2.8 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes von Call- und Put-Optionen	14
Abbildung 3.1 Anzahl Stunden, Dauer und Leistung der RD-Abrufe.....	19
Abbildung 3.2 Jährlicher spezifischer DB je Handelsstufe und Kraftwerk	22
Abbildung 3.3 Spezifischer Erlös je Handelsstufe und Kraftwerk für das 1. und 2. Halbjahr 2021	22
Abbildung 3.4 RD-Potentiale der betrachteten Kraftwerke für das Jahr 2021	23
Abbildung 3.5 Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021	24
Abbildung 3.6 Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz getrennt nach 1. und 2. Halbjahr 2021	26
Abbildung 3.7 Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 1	28
Abbildung 3.8 Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 1	28
Abbildung 3.9 Verläufe von Preisen und Standardabweichung in Situation 1	28
Abbildung 3.10 Bewertung einer Call- bzw. Put-Option beim finanzmathematischen Ansatz ...	29
Abbildung 3.11 Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 2	30

Abbildung 3.12	Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 2	30
Abbildung 3.13	Verläufe von Preisen und ID1-Standardabweichung in Situation 2.....	30
Abbildung 3.14	Verläufe von ID1-Preisindex und seiner Standardabweichung vor und während des Zeitraumes von Situation 3	31
Abbildung 3.15	Kraftwerksvermarktung und RD-Abruf in Situation 3.....	32
Abbildung 3.16	Gegenüberstellung entgangener DB beider Ansätze in Situation 3	32
Abbildung 3.17	Verläufe von Preisen und ID1-Standardabweichung in Situation 3.....	32
Abbildung 4.1	Entgangene DB pro blockierter Energie nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021 unter Festlegung auf eine Call- bzw. Put-Option anhand des DA-Preises und des ID-Auktionspreises	34
Abbildung 4.2	Entgangene DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz pro blockierter Energie für das Jahr 2021 unter Berücksichtigung der Glättung der Standardabweichung der ID-Preise.....	36
Abbildung A.1	Schema des Optimierungsverfahrens	41
Abbildung B.1	Relative entgangene DB bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie in 2021.	43
Abbildung B.2	Relative entgangene DB bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie getrennt nach 1. Und 2. Halbjahr 2021.....	44
Abbildung C.1	Anzahl Viertelstunden im Jahr 2021, in denen bei einem Preisdifferenz von mindestens 100 €/MWh zwischen DA-Preis und ID1-Preis RD-Abrufe stattgefunden haben [Net22].	46
Abbildung C.2	Entgangene DB nach simulativem (mit und ohne Startkosten) und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021.....	47

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 2.1 Exemplarische Wahrscheinlichkeitsverteilung über Leistungsanteilintervalle zur Bestimmung der RD-Leistung (exemplarisch für Braunkohlekraftwerke am 24.04.2021 um 8:00 anhand [Net22])	9
Tabelle 3.1 Annahmen zu technischen Parametern der betrachteten synthetischen Kraftwerke	16
Tabelle 3.2 Annahmen zu wirtschaftlichen Parametern der betrachteten synthetischen Kraftwerke	18
Tabelle 3.3 Ergebnisvergleich entgangener DB für das Jahr 2021	25

Literaturverzeichnis

Literaturverzeichnis

- [BDE18] BDEW: Branchenleitfaden - Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 2018.
- [Kas13] Kasper, U. S.: Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve. Print Production Verlag, Aachen, 2013.
- [Net22] Netztransparenz: Redispatch Daten. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>, 14.02.2022.
- [Web15] Weber, C.: Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung, 2015.

Anhang A Optimierungsverfahren

Bei der Vermarktungssimulation von Kraftwerken zur Ermittlung des erzielbaren müssen die technischen Randbedingungen des Kraftwerkseinsatzes ebenso berücksichtigt werden wie die Anforderungen der unterschiedlichen Märkte. Um dies zu gewährleisten, wird das Kraftwerkseinsatzproblem als mathematische Optimierungsaufgabe formuliert. Bei Berücksichtigung thermischer und hydraulischer Erzeugungsanlagen, dem Day-Ahead- und Intraday-Markt sowie Reservemärkten inklusive aller relevanten technischen und wirtschaftlichen Anforderungen entsteht so ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem, das geeignet linearisiert werden kann. Eine Übersicht über das für die Problemlösung eingesetzte Verfahren ist in Abbildung A.1 dargestellt.³

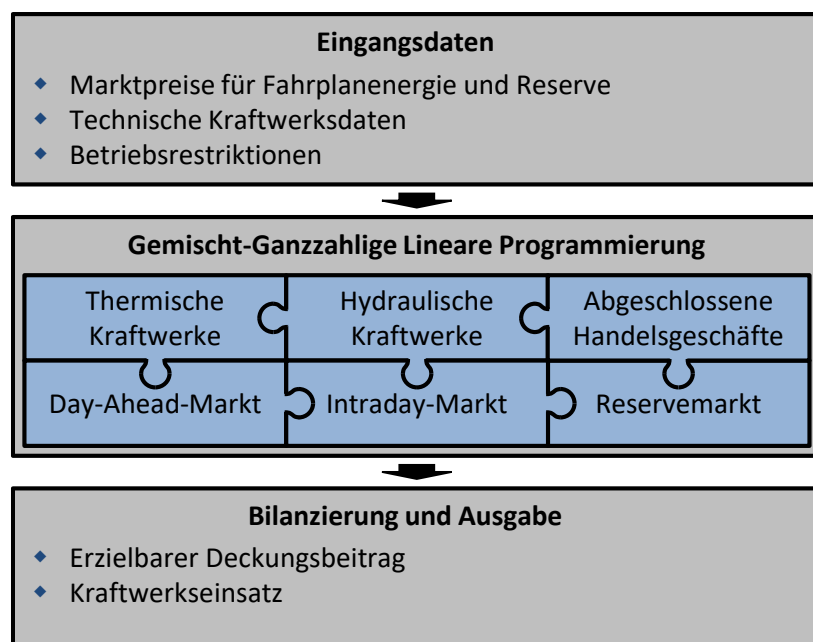


Abbildung A.1 Schema des Optimierungsverfahrens

Nach Einlesen und Aufbereiten der zur Modellierung der Erzeugungs- und Marktsituation erforderlichen Eingangsdaten wird die Optimierungsaufgabe als gemischt-ganzzahlig lineares Problem formuliert. Durch den Einsatz des mathematischen Solvers CPLEX ist es möglich, in

³ Im Rahmen dieser Studie werden lediglich thermische Kraftwerke sowie Day-Ahead- und Intraday-Markt betrachtet. Reservemärkte und hydraulische Kraftwerke finden keine Berücksichtigung.

einem geschlossenen Verfahren den DB-maximalen Kraftwerkseinsatz zu ermitteln. Im Rahmen der Bilanzierung und Auswertung kann die jeweils geeignete Marktpartizipation bestimmt werden.

Anhang B Weitere Ergebnisse

Abbildung B.1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt eine Übersicht der ermittelten entgangenen DB nach simulativen (vgl. Abschnitt 2.2.4) und finanzmathematischen (vgl. Abschnitt 2.3) Ansatz relativ bezogen auf die blockierte Energie. In Abbildung B.2 sind die relative entgangenen DB beider Ansätze getrennt für das erste und das zweite Halbjahr 2021 dargestellt.

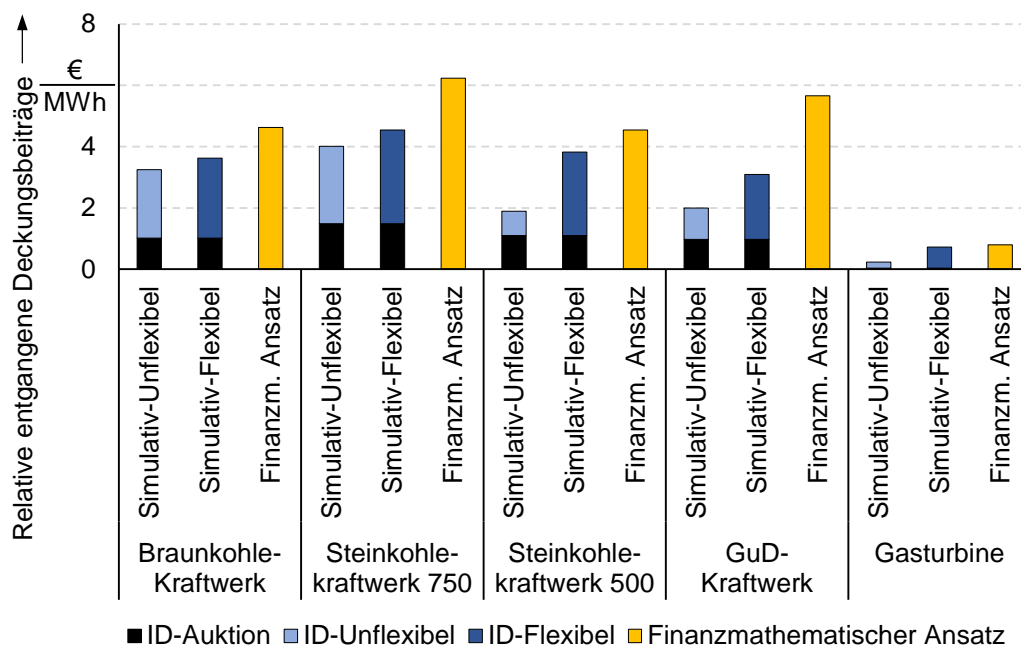


Abbildung B.1 Relative entgangene DB bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie in 2021.

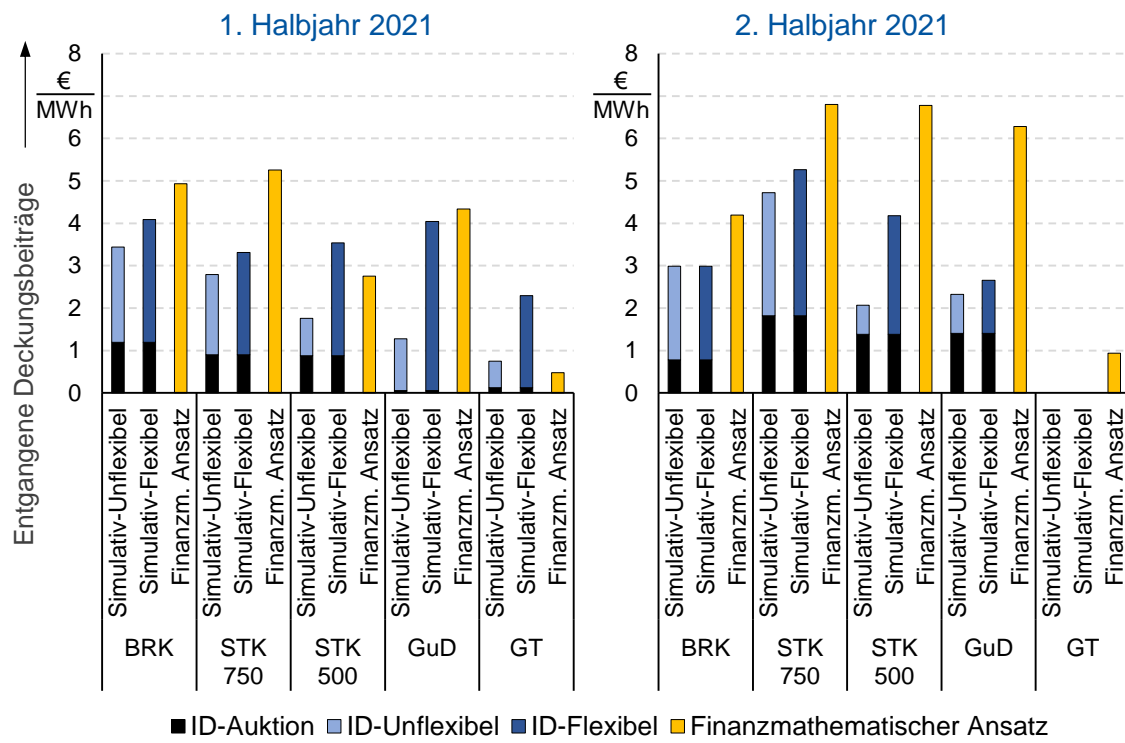


Abbildung B.2 Relative entgangene DB bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie getrennt nach 1. Und 2. Halbjahr 2021.

Anhang C Berücksichtigung von Startkosten im simulativen Ansatz

Die Kosten für das erneute Anfahren eines Kraftwerks nach Ausschaltung (Startkosten) werden aufgrund von Fallunterscheidungen und hoher Komplexität durch zeitlich gekoppelte Einschaltentscheidungen bei der Berechnung der entgangenen DB nach simulativem und finanzmathematischem Ansatz nicht berücksichtigt. In den meisten Fällen findet durch Anpassung des Fahrplans in nachgelagerten Stufen eine zeitliche Verschiebung der Startkosten statt, so dass die Startkosten nur durch die Abhängigkeit der vorausgegangenen Stillstandzeit geringe Auswirkungen auf die entgangenen Deckungsbeiträge haben. Wenn ein Kraftwerk jedoch nach Fahrplan der vorgelagerten Stufe ausgeschaltet ist, in der nachgelagerten Stufe aber zusätzliche Erlöse in dem Maße erzielen kann, dass sich ein zusätzliches Anfahren lohnt, fallen dafür zusätzliche Startkosten an. Umgekehrt kann es sich auch lohnen, in der nachgelagerten Stufe nicht anzufahren, sondern die Leistung am Markt zu beziehen. In diesem Fall werden Startkosten vermieden.

Eine solche Anpassung des Fahrplans in einer nachgelagerten Handelsstufe lohnt sich nur, wenn die Preisdifferenz zwischen zwei Stufen sehr hoch ist. Eine Preisdifferenz zwischen dem DA-Preis und den ID1-Preis von mehr als 100 €/MWh trat im Jahr 2021 in 460 Viertelstunden bzw. 1,3% der Zeit auf. Abbildung C.1 zeigt die Anzahl an Viertelstunden, wo bei so hohen Preisunterschieden ein Kraftwerk eines bestimmten Kraftwerktyps im Durchschnitt zum RD angefordert wurde. Es zeigt sich, dass dies im Jahr 2021 nur selten vorgekommen ist. Dennoch ist es in manchen Viertelstunden aufgetreten, weswegen die Wahrscheinlichkeit besteht, dass in der Generierung synthetischer RD-Zeitreihen nach Abschnitt 2.2.3 RD-Abrufe bei hohen Preisunterschieden entstehen.

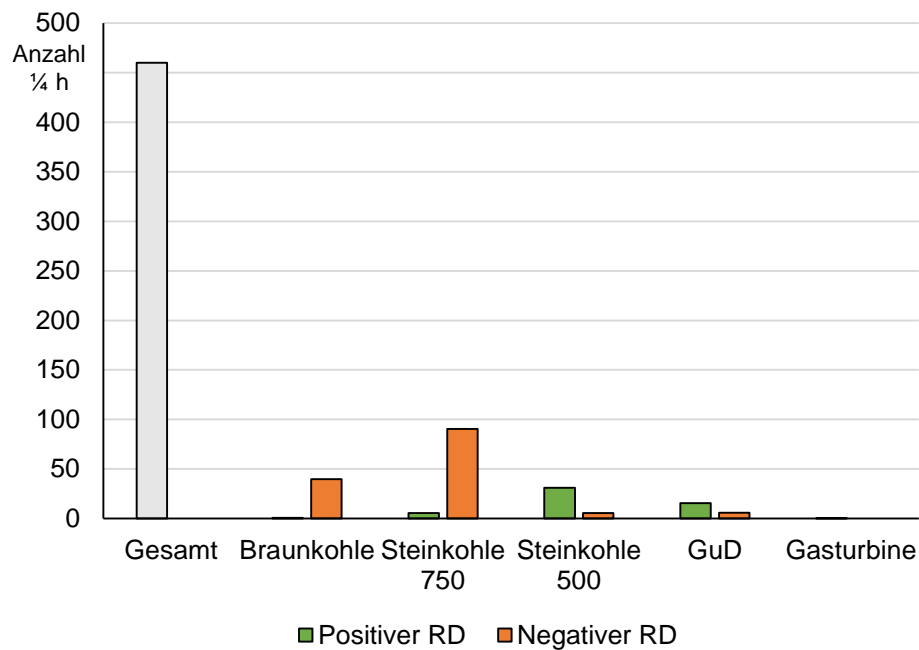


Abbildung C.1 Anzahl Viertelstunden im Jahr 2021, in denen bei einem Preisdifferenz von mindestens 100 €/MWh zwischen DA-Preis und ID1-Preis RD-Abrufe stattgefunden haben [Net22].

Wenn ein Kraftwerk zu einem Zeitpunkt zum RD angefordert wird, zu dem es sich gelohnt hätte einmal zusätzlich anzufahren oder einmal weniger anzufahren, entgehen dem Kraftwerksbetreiber zusätzliche Erlöse abzüglich Startkosten oder vermiedenen Startkosten abzüglich zusätzlicher Verluste. In beiden Fällen müssen für eine möglichst genaue Abschätzung der entgangenen DB die Startkosten abgezogen bzw. addiert werden.

Zur Untersuchung der Auswirkungen der Startkosten auf die entgangenen DB des simulativen Ansatzes wurde deswegen eine Sensitivitätsuntersuchung durchgeführt. Startkosten wurden für diese Untersuchung in relevanten Fällen, d.h. nicht bei einer zeitlichen Verschiebung, berücksichtigt. Da die Startkosten nur in einer Viertelstunde anfallen, während die Erlöse bzw. Verluste, die die Kosten decken, über mehrere Viertelstunden hinweg erzielt werden, werden die Startkosten für diese Berechnung hier auf den zugehörigen Erlösen bzw. Verlusten eines Einsatzblocks verteilt. Abbildung C.2 zeigt den Vergleich der ermittelten entgangenen DB nach simulativem Ansatz, mit und ohne Berücksichtigung von relevanten Startkosten, und nach finanzmathematischen Ansatz.

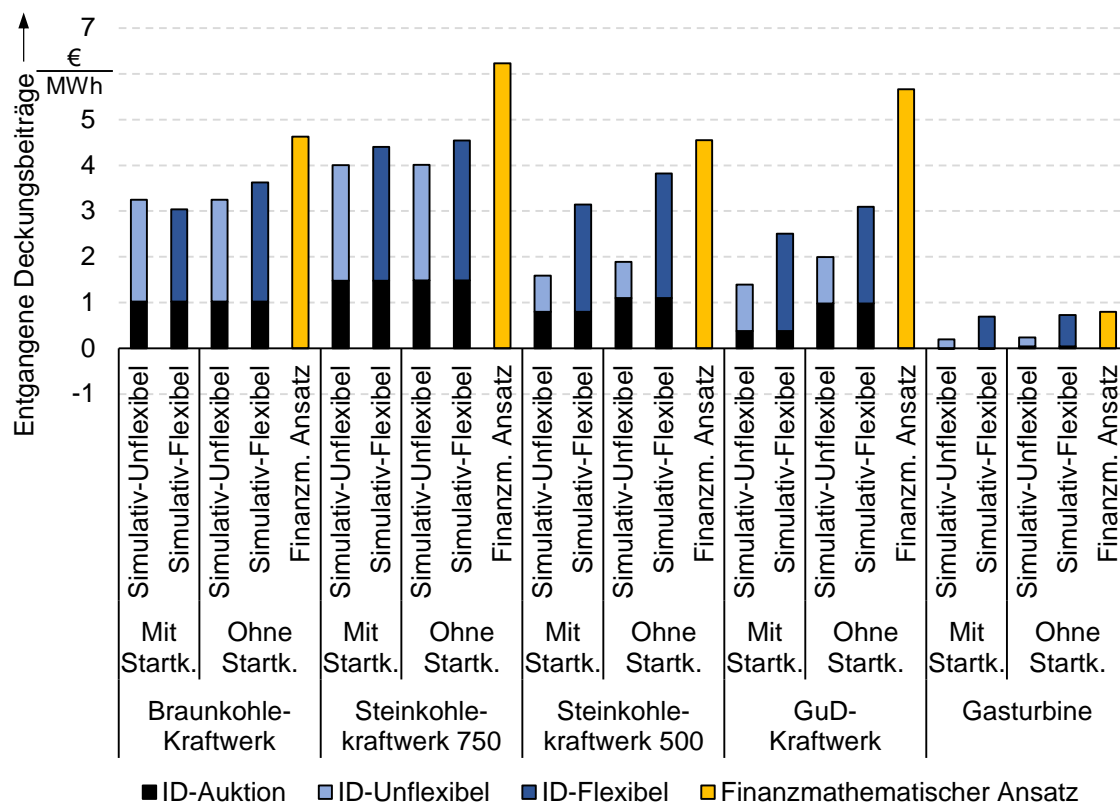


Abbildung C.2 Entgangene DB nach simulativem (mit und ohne Startkosten) und finanzmathematischem Ansatz für das Jahr 2021.

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass die entgangenen DB des simulativen Ansatzes durch die Berücksichtigung der relevanten Startkosten sinken. Im Fall des Braunkohlekraftwerks sinken die entgangenen DB der Simulationsvariante ID Flexibel sogar unter den der Variante Unflexibel, was auf den Betrachtungszeitraum der blockierten Energie zurückzuführen ist. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die berechneten entgangenen DB durch die fehlende Berücksichtigung der Startkosten im simulativen Ansatz leicht überschätzt werden.