
Unterschrift des Betreuers



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

DIPLOMARBEIT

Kostenabschätzung für elektrische Regelenergie

Ausgeführt am Institut für
Wirtschaftsmathematik
der Technischen Universität Wien
unter der Anleitung von
Ao. Univ. Prof. Wolfgang Scherrer
durch
Bernhard Puell
Dettergasse 10/12
1160 Wien

10. Dezember 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Strukturen in der E-Wirtschaft	3
1.3	Märkte für Regelenergie	8
2	Mathematische Modellierung	12
2.1	Modellansatz	12
2.2	Ansatz zur Deckungsbeitragsberechnung bei Abruf DB_a	15
2.3	Ansatz zur Berechnung der Opportunitätskosten O_1	20
2.4	Kraftwerkparameter und endgültiges Modell	26
2.5	Strompreisdaten	38
3	Unit Commitment	40
3.1	Optimale Fahrpläne für GuD- und Gasturbinenkraftwerke	40
3.2	Optimale Fahrpläne für Dampfkraftwerke	45
3.3	Optimale Fahrpläne für Wasserspeicherkraftwerke	49
3.4	Deckungsbeiträge und Opportunitätskosten O_1	50
4	Erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf	56
4.1	Ausschreibungsergebnisse	58
4.2	Abrufmengen	61
4.3	Modell und Berechnung der Opportunitätskosten	69
5	Zusammenfassung	78

Kapitel 1

Einführung

1.1 Aufgabenstellung

Im ersten Kapitel wird zunächst die Aufgabenstellung dieser Diplomarbeit definiert (Abschnitt 1.1). Anschließend folgt der Versuch, einen kurzen Überblick über grundlegende Strukturen der Elektrizitätswirtschaft zu schaffen. Auch der Liberalisierungsprozess und der dadurch herbeigeführte Strukturwandel der Strommärkte wird einführend behandelt (Abschnitt 1.2). Danach werden in Abschnitt 1.3 die Ausgestaltungsmöglichkeiten und Funktionsweisen von Regelenergiemärkten allgemein, und im Speziellen am Beispiel Deutschland erklärt.

Die von der EU ab Mitte der neunziger Jahre forcierte Liberalisierung der Strommärkte brachte eine starke Veränderungen der bis dahin vorhandenen Strukturen mit sich. Monopolisten mussten ihre Geschäftsbereiche wie Erzeugung, Transport oder Verteilung von elektrischer Energie buchhalterisch, informationell, organisatorisch und gesellschaftsrechtlich entflechten. Die Netzinfrastruktur wird allerdings weiter monopolistisch betrieben, die vor und nachgelagerten Bereiche wie Erzeugung, Handel und Vertrieb unterliegen weitestgehend dem freien Markt.

In einem Stromnetz muss jederzeit soviel Energie verbraucht werden, wie erzeugt wird, um die Netzfrequenz auf einem konstanten Niveau zu halten, da das Netz selbst keinerlei Fähigkeit zur Speicherung der Energie besitzt. Der Monopolist, der das Netz betreibt, muss deshalb dafür sorgen, dass etwaige Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch ausgeglichen werden. Dafür wurden eigene Märkte für Reserveenergie (auch Regelenergie genannt) geschaffen. Die dort bereitgestellte Menge an Energie dient dem Netzbetreiber als Puffer, um Schwankungen der Frequenz entgegenzuwirken. Es handelt sich hierbei um Auktionsmärkte, deren Ausgestaltung von den nationalen Aufsichtsbehörden und Netzbetreibern festgelegt wird. Je nach Typ, Geltungszeitraum und Art der Reserveleistung werden vom Netzbetreiber gewisse Produkte ausgeschrieben. Die Typen unterteilen sich in Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung. Bei Primärregelleistung muss die angebotene Menge spätestens nach

30 Sekunden, bei Sekundärregelleistung nach fünf Minuten, bei Minutenreserve nach 15 Minuten vollständig vom Stromerzeuger bereitgestellt werden.

Jeder Stromerzeuger, der vorher erfolgreich eine Präqualifikation durchlaufen hat, kann an diesen Auktionen teilnehmen. Er steht daher vor der Entscheidung, ob er seine produzierte Energie auf diversen Strombörsen verkauft, oder ob er einen gewissen Teil oder gar die gesamte Menge an Strom an einem Regelenenergiemarkt anbietet. Je nach Staat und Produkt kann auch die Auktionsform unterschiedlich sein. Für die Modellierung in dieser Diplomarbeit wird der deutsche Markt für Regelleistung betrachtet. Hier besteht ein Angebot aus drei Parametern, der angebotenen Menge in MW, einem Leistungspreis in EUR/MW und einem Arbeitspreis in EUR/MWh. Den Leistungspreis muss der Netzbetreiber dem Anbieter bei Zuschlag bezahlen, auch wenn die Reserveenergie nicht abgerufen wird, also für die reine Vorhaltung der entsprechenden Menge an Strom. Der Arbeitspreis wird bezahlt, wenn tatsächlich Leistung abgerufen werden muss. Wenn ein Kraftwerksbetreiber sich nun dazu entschließt, am Reservemarkt anzubieten, ist er an gewisse Restriktionen gebunden, im Gegensatz zur Vermarktung am Spotmarkt. Ein thermisches Kraftwerk muss sich beispielsweise während des Zeitraums des Produktes in eingeschalteten Zustand befinden, da ein Hochfahren dieser Kraftwerkstypen viel zu viel Zeit in Anspruch nehmen würde, um ausreichend schnell Energie liefern zu können, wenn diese vom Netzbetreiber benötigt wird. Weiters kann ein Kraftwerksbetreiber die Leistungsgrenzen nicht voll ausschöpfen, da er ja die angebotene Menge an elektrischer Energie im Bedarfsfall zusätzlich erzeugen muss. Die durch diese Restriktionen verursachten Opportunitätskosten will ein Kraftwerksbetreiber durch entsprechende Wahl des Leistungs- und Arbeitspreises mindestens auffangen, sodass er finanziell nicht schlechter gestellt ist als bei freier Vermarktung (also ohne Teilnahme am Reservemarkt). Die Schätzung des optimalen Arbeitspreises und zumindest einer Untergrenze des Leistungspreises ist nun die Aufgabenstellung dieser Diplomarbeit.

Dazu wurden in Absprache mit der Firma EVN kraftwerksspezifische mathematische Modelle entwickelt. Die grundlegende Idee dieser Modelle liegt in der Maximierung der Deckungsbeiträge der Kraftwerke durch deren optimale Einsatzplanung (Unit Commitment). Das bedeutet einfach gesprochen, dass man das Kraftwerk Energie produzieren lässt, wenn der Strompreis hoch ist und es ausschaltet, wenn der Strompreis niedrig ist unter Beachtung der für das jeweilige Kraftwerk geltenden Randbedingungen wie Kosten zum Hochfahren, Ausschaltkosten, etc. Der zukünftige Strompreis fließt als exogene Größe in die Modellierung ein. Da dieser jedoch a priori unbekannt ist, muss er vorher selbst geschätzt werden. Diese Aufgabenstellung wird hier nicht behandelt. Die geschätzten Strompreisdaten werden von der EVN zur Verfügung gestellt. Die Differenz der Deckungsbeiträge, die durch das Optimieren mit und ohne Vorhaltung von Regelenenergie entsteht, soll nun durch eine vernünftige Wahl des Leistungs- und Arbeitspreises am Regelenenergiemarkt verdient werden. Hierfür wurde in einem zweiten Schritt der

tatsächliche Abruf von Sekundärregelleistung untersucht und auf Basis historischer Ausschreibungs- und Abrufergebnisse der erwartete Deckungsbeitrag in Abhängigkeit des gebotenen Arbeitspreises geschätzt. Man wählt anschließend den Arbeitspreis, der den höchsten Deckungsbeitrag liefert. Die Differenz der Deckungsbeiträge ermittelt durch Optimierung mit und ohne Vorhaltung von Regelleistung reduziert man um den optimalen erwarteten Deckungsbeitrag für den tatsächlichen Leistungsabruf. So bekommt man schliesslich die Opportunitätskosten und damit eine Untergrenze des Leistungspreises, den man für seine angebotene Menge an Strom verlangen sollte, um diese Opportunitätskosten zu egalisieren.

Die Optimierungsmethode, die beim Unit Commitment zur Anwendung gelangt, ist bei thermischen Kraftwerken die Bellmann'sche Rekursion, bei Speicherkraftwerken die Anwendung des Simplex-Algorithmus. Alle Berechnungen wurden mit dem Open Source Statistikpaket R umgesetzt.

1.2 Strukturen in der E-Wirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft war in der Vergangenheit großen Veränderungen unterworfen. In diesem Abschnitt soll auf diesen Wandel, auf die elementarsten Strukturen wie Stromnetz und europäischer Verbund, aber auch auf Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und Aufsichtsbehörden ganz kurz und überblicksmäßig eingegangen werden.

Stromnetz

Das Stromnetz hat die Aufgabe, den von Energieerzeugern produzierten Strom zum Verbraucher zu übertragen. In Europa wird es mit Dreiphasenwechselstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz gespeist und ist in verschiedene Spannungsebenen unterteilt. Um große Distanzen zu überbrücken, und dabei so wenig Verlustleistung wie möglich zu generieren, benötigt man hohe Spannungen. Solche „Stromautobahnen“ werden als Übertragungsnetze bezeichnet und haben in Europa in der Regel ein Spannungsniveau von 220 oder 400 kV (Höchstspannungsnetz). Das Übertragungsnetz verteilt den von Kraftwerken eingespeisten Strom großräumig zu Leistungstransformatoren, die meist in der Nähe von Verbrauchszentren stehen und die die Spannung auf 60 bis 150 kV (in Österreich 110 kV) herunter regeln - für die weitere Grobverteilung des Stroms. Das Netz mit diesem Spannungsniveau nennt man Hochspannungsnetz. Es führt üblicherweise von den Trafostationen noch näher zu Ballungszentren oder zu großen Industriebetrieben. Dort wird in Umspannwerken die Spannung nochmals auf ein bis 30 kV reduziert und anschließend durch das sogenannte Mittelspannungsnetz an

regionale Trafostationen übertragen. Diese wiederum verringern die Spannung auf die gewohnten 230 bzw. 400 V, um das Niederspannungsnetz zu speisen, das den Strom letztendlich zu den Haushalten transportiert.

Netze, die nicht zur überregionalen Verteilung des Stroms dienen, also keine Übertragungsnetze sind sondern zum Zwecke der Stromversorgung von Kunden bestehen, werden meist auch Verteilungsnetze genannt.

Liberalisierung

Bis Mitte der 1990er Jahre war die Energieversorgung in Europa Kernaufgabe des jeweiligen Staates. Die bestehenden, staatlich kontrollierten Monopolisten waren zuständig für Produktion, Transport und Vertrieb von elektrischer Energie. Es gab allerdings bereits Pläne, diese geschlossenen Strukturen aufzubrechen und einen EU-weit einheitlichen, transparenten, diskriminierungsfreien und liberalisierten Strommarkt zu schaffen. In einem solchen Markt sollte es möglich sein, als Abnehmer den Stromanbieter frei zu wählen und unter bestimmten Voraussetzungen als Stromerzeuger (selbst als Privatperson - Stichwort: Solaranlagen) leichter elektrische Energie in das Netz einzuspeisen. Im Jahr 1996 wurde vom EU-Parlament nach fünfjähriger Verhandlung die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie beschlossen, die am 19.2.1997 nach Veröffentlichung im Amtsblatt der EU in Kraft trat. In Österreich wurde die Richtlinie im Rahmen des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 1998 (ElWOG) im österreichischen Gesetz verankert, in Deutschland wurden sie im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt.

Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie umfasste unter Anderem folgende wesentliche Themen:

- Unbundling
- Netztarife
- Regelzonen
- Regulierungsbehörde

Unbundling, also die Entflechtung der Organisationsstrukturen der bisherigen Monopolisten bedeutet die Trennung der Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung auf buchhalterischer und organisatorischer Ebene. Damit wollte man möglichen Wettbewerbsverzerrungen entgegen treten, die durch Querfinanzierungen oder Diskriminierung anderer Marktteilnehmer entstehen könnten. Ein Problem war jedoch, dass die Netzinfrastruktur nicht sinnvollerweise liberalisiert werden konnte. Also gibt es auch heute noch Monopolisten, die für den Betrieb des Übertragungsnetz zuständig sind - beispielsweise in Österreich

die Austrian Power Grid - und weitere Monopolisten, die jeweils Verteilungsnetze betreiben (zB.: Stadtwerke). Um den Netzbetreibern einerseits die Kosten für Errichtung und Betrieb der Infrastruktur gerecht zu vergüten und um andererseits Missbrauch durch ihre marktbeherrschenden Stellung zu verhindern, wurden aufsichtsrechtlich regulierte Netztarife geschaffen.

Das Übertragungsnetz teilt sich in sogenannte Regelzonen, um die Möglichkeit zu haben, den Energiefluss im europäischen Verbundnetz kontrollieren zu können. Das europäische Verbundnetz besteht also aus vielen, eigenständig betriebenen Bereichen. Jede dieser Regelzonen umfasst ein Stück des Übertragungsnetzes, also auch einen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, oder auch TSO, Transmission System Operator).

Europäisches Verbundnetz

Im Zuge der Liberalisierung in Europa entstand 1999 die Vereinigung UCTE, die „Union for the Coordination of Transmission of Electricity“. Sie ging aus der Vorgängerorganisation „Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité“ (UCPTE) hervor. Mitglieder der UCTE waren 29 Übertragungsnetzbetreiber aus insgesamt 24 Ländern. Sie war zuständig für die Definition länderübergreifender, technischer Standards bezüglich Betrieb und Erweiterung des europäischen Übertragungsnetzes ("Operation Handbook") und machte diese Standards durch multilaterale Abkommen bindend. Für den verlässlichen Betrieb der Höchstspannungsnetze, die alle synchron mit 50 Hz arbeiten und insgesamt rund 450 Millionen Verbraucher versorgen, war ein solches Regelwerk unerlässlich. Weitere Verbundsysteme wie die UTCE bestehen beispielsweise in Skandinavien (NORDEL) oder in Russland (IPS/UPS). Wegen technischen Besonderheiten sind diese Verbundnetze nicht direkt mit dem UTCE Netz verbunden, es bestehen jedoch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen als Schnittstellen zwischen den Verbänden, die allerdings nur verhältnismäßig geringen Energieaustausch erlauben. Am 1. Juli 2009 gingen alle organisatorischen Aufgaben der UTCE in die in den „Verband europäischer Netzbetreiber“ (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) über.

Die Austrian Power Grid (APG) ist als einziger, in Österreich existierender Übertragungsnetzbetreiber Mitglied der ENTSO-E. Deutschland ist in vier Regelzonen unterteilt, mit den Betreibern Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW.

Übertragungsnetzbetreiber

Übertragungsnetzbetreiber, in ihrer marktbeherrschenden Stellung als Verantwortliche für den Betrieb von überregionalen Höchstspannungsnetzen, haben

einen gesellschaftlichen Auftrag. Er lautet im Wesentlichen, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“ [§11 EnWG]. Sie müssen den Energieaustausch über ihre Leitungen störungsfrei gewährleisten, sich als Mitglied im Netzverbund mit anderen Übertragungsnetzbetreibern koordinieren und haben dafür zu sorgen, dass sich Verbrauch und Erzeugung immer im Gleichgewicht befinden, um größere Abweichungen von der Nennfrequenz von 50 Hz zu vermeiden. Da man in einem Verbundnetz wie dem UTCE die Frequenz nie konstant halten kann, werden folgende Betriebszustände unterschieden [2]:

- normaler Betriebszustand bei Frequenzabweichungen ≤ 50 mHz
- gestörter Betriebszustand bei Frequenzabweichungen zwischen 50 mHz und 150 mHz, birgt aber noch kein hohes Risiko
- umfangreiche Störung bei Abweichungen ≥ 150 mHz, erhebliche Gefährdung des Verbundbetriebs, kann im schlimmsten Fall zu großflächigen Netzzusammenbrüchen führen

Um nun die Frequenz in definierten Grenzen zu halten, steht den Übertragungsnetzbetreibern ein eigener Markt zu Verfügung, der Markt für Ausgleichsenergie (auch Regellenergemarkt genannt). Einfach formuliert stellen auf einem derartigen Markt Energieerzeuger eine gewisse Menge an Leistung zur Verfügung, die im Bedarfsfall, also bei Abweichung der Netzfrequenz von 50 Hz, abgerufen werden kann. Von positiver Regelleistung spricht man, wenn ein Erzeuger bereit ist, bei Bedarf seine Produktion um bis zu maximal der von ihm angebotenen Menge zu erhöhen. In diesem Fall liegt die Netzfrequenz unter den geforderten 50 Hz und der Abruf der Leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber soll die Frequenz wieder erhöhen. Aber auch die umgekehrte Situation ist möglich. Ein Erzeuger kann auch negative Regelleistung anbieten. Wenn die Netzfrequenz über 50 Hz steigen sollte, muss ein Erzeuger, sofern er negative Regelleistung angeboten hat, sein aktuelles Produktionsniveau um die entsprechende Leistung verringern, um die Frequenz wieder zu stabilisieren. Je nachdem wie schnell die Leistung zur Ausregelung der Frequenzabweichung zur Verfügung stehen muss, unterscheidet man zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve.

- Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden erbracht, und bis zu 15 Minuten gehalten werden können. Sie wird automatisch - nach dem im ENTSO-E festgelegten Solidaritätsprinzip (siehe [7]) - aktiviert.
- Sekundärregelleistung muss innerhalb 5 Minuten erbracht, und ebenfalls bis 15 Minuten gehalten werden können. Sie dient zur Entlastung von Primärregelleistung und wird automatisch aktiviert, wenn angenommen wird, dass die Störung der Netzfrequenz länger als 30 Sekunden dauern wird [6]

- Minutenregelleistung (auch Tertiärregelenergie) muss innerhalb 15 Minuten vollständig erbracht werden können um Primär- und Sekundärleistung abzulösen. Sie wird in Österreich und Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern noch manuell (telefonisch) abgerufen.

Die Menge an vorzuhaltender Primärregelleistung wird in Abstimmung mit allen Übertragungsnetzbetreibern im UTCE-Verbund bestimmt. Hierfür wird eine Basismenge von 3000 MW herangezogen und anhand bestimmter Kriterien auf die Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt (siehe [7]). Sekundär- und Tertiärregelung hingegen werden nur für das jeweilige Regelgebiet dimensioniert. Für Deutschland (Summe aus allen vier Regelzonen) bedeutet dies einen Bedarf von ca. 2000 MW an Sekundär- und ca. 2700 MW an positiver, bzw. 2400 MW an negativer Tertiärregelleistung.

Strombörse

Der hauptsächliche Handel mit elektrischer Energie findet nicht am Regelenenergiemarkt statt, sondern an Strombörsen oder über bilaterale Verträge zwischen Stromerzeuger und Händler bzw. Vertreiber. Der Handel an der Börse schafft mehr Transparenz durch standardisierte Produkte, einen geregelten Markt und die Bündelung von Angebot und Nachfrage. Außerdem wird auch mehr Sicherheit geboten, da das Risiko des Ausfalls (Zahlungs- oder Lieferausfall) des Handelspartners von der Börse übernommen werden muss. Neben einigen weiteren Strombörsen in Europa gibt es in Österreich die Energy Exchange Austria (EX-AA), in Leipzig in Deutschland existiert die EEX - die European Energy Exchange. Strombörsen gliedern sich im Wesentlichen in drei Marktbereiche, einerseits in den Terminmarkt, andererseits in den Spotmarkt. Der Spotmarkt wiederum ist meistens in die zwei Segmente Day Ahead Market und Intraday Market gegliedert.

- Terminmarkt:
am Terminmarkt kann man mit Futures und Optionen handeln, die als grundlegende Parameter eine festgelegte Liefermenge von Strom für eine bestimmte Periode in der Zukunft zu einem festgelegten Preis besitzen. Futures könne als Lieferperiode einen Zeitraum von Tagen, aber auch von Monaten besitzen (beispielsweise um für einen Kundenkreis die Grundlast für das kommende Quartal zu sichern). Solche Kontrakte werden meist zur Sicherstellung der Grundlastversorgung über längere Zeiträume, aber auch zur Absicherung gegen Preisschwankungen (Hedging) verwendet.
- Day Ahead Market:
auf diesem Markt wird an einem Tag t Strom gehandelt, der dann am Folgetag $t + 1$ geliefert werden muss. Meist finden hierfür am Auktionstag bis

zu einer festgelegten Uhrzeit ein oder mehrere (drei an der EEX) Auktionen statt (je Produkt), an der Anbieter und Nachfrager ihre Gebote platzieren können. Der Preis, der den mengenmäßig größten Umsatz garantiert, ist der Zuschlagspreis. Die gehandelten Produkte haben eine Lieferdauer von ein oder mehreren Stunden.

- **Intraday Market**

hier werden Produkte gehandelt, die eine Lieferperiode von einer viertel Stunde bis hin zu mehreren Stunden geblockt besitzen. Statt Auktionen gibt es auf diesem Markt allerdings eine kontinuierliche Preislegung. An der EEX können gewisse Produkte bis 45 Minuten vor dem Beginn der Lieferperiode gehandelt werden. Diese Kurzfristigkeit ermöglicht eine schnelle Reaktion auf Fahrplanabweichungen, beispielsweise wenn ein Windpark durch unvorhergesehene Wetteränderungen mehr Strom erzeugt als prognostiziert, kann diese Überproduktion verhältnismäßig schnell am Markt verkauft werden. Dadurch wird der Bedarf an Regelenergie etwas abgemindert.

Aufsichtsbehörden im liberalisierten Markt

Durch die EU Binnenmarkttrichtlinie mussten die Mitgliedstaaten eine von Parteien unabhängige Stelle schaffen, die als Kernaufgaben die Schlichtung von Streitigkeiten mit Verträgen, Abnahme- und Zugangsverweigerungen, die Sicherstellung von Transparenz und die Überwachung der Gleichberechtigung der Marktteilnehmer übernehmen sollte.

In Österreich wurde in diesem Sinne die E-Control als Aufsichtsbehörde benannt und ihr weitreichende Kompetenzen in Überwachung und Regulierung des heimischen Energiemarktes übertragen. Die E-Control ist beispielsweise zuständig für die Genehmigung der Netzzugangsbedingungen, die Festlegung der Systemnutzungstarife, das Vorschlagen von technischen und organisatorischen Regeln, die Überwachung von Unbundling und vieles Weitere (siehe [8]).

In Deutschland werden diese Aufgaben in der Elektrizitätswirtschaft von der Bundesnetzagentur wahrgenommen.

1.3 Märkte für Regelenergie

Die marktgerechte Beschaffung von Regelenergie ist aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes von großem Interesse. Anbieter von Regelenergie möchten ihren Ertrag maximieren und stellen somit Angebote, die ihnen den größten erwarteten Nutzen liefern. Die Nachfrager hingegen, also die Übertragungsnetzbetreiber, versuchen zusammen mit Aufsichtsbehörden und Gesetzgeber Marktformen zu finden und zu etablieren, die eine strategische Preislegung der Anbieter

möglichst verhindern soll um dadurch die Preise für Ausgleichsenergie nicht unnötig zu verteuern. Dafür sind verschiedene Zugänge denkbar, die teilweise in der Vergangenheit bereits umgesetzt worden sind und jeweils Vor- und Nachteile besitzen. Diese Vor- und Nachteile sind zusammen mit organisatorischen und technischen Anpassungen der Grund, warum Märkte für Regelernergie relativ häufig Änderungen bezüglich Produktspezifikation und Marktform unterworfen sind.

Der Beschaffungsvorgang beginnt damit, dass der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Position als Nachfrager die von ihm benötigte Menge an Regelernergie ausschreibt und alle technisch geeigneten (präqualifizierten) Anbieter ihre Angebote legen. Der Nachfrager hat in erster Linie Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es ist also notwendig, aber auch wirtschaftlich ratsam, die Ausgleichsenergie von verschiedenen Anbietern zu beziehen. In so einem Fall bietet sich nun eine Auktion als geeignetes Beschaffungsverfahren an. Da der Nachfrager die Leistung ausschreibt, handelt es sich um eine Nachfragerauktion. Um aus der Fülle von Auktionen die geeignete auszuwählen, muss man folgende Fragestellungen beantworten:

- Will man die nachgefragte Leistung von einem Anbieter beziehen (Single-Unit-Auktion) oder mehreren Anbietern den Zuschlag gewähren können (Multi-Unit-Auktion)? Durch die bereits zuvor erwähnte und durch den Übertragungsnetzbetreiber zu garantierende Versorgungssicherheit wird man sich hier für eine Multi-Unit-Auktion entscheiden.
- Soll man jedem bezuschlagten Anbieter seinen Angebotspreis abgelten (Gebotspreisverfahren) oder allen den selben Preis bezahlen (Einheitspreisverfahren)? Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens wird man versuchen, den eigenen Angebotspreis so hoch anzusetzen, dass man gerade noch den Zuschlag erhält, also knapp unter dem Preis des letzten noch angenommenen Angebots (Grenzleistungspreis) liegt. Es liegt also ein großer Anreiz zur strategischen Preisstellung vor. Beim Einheitspreisverfahren versucht man eventuell, seinen Angebotspreis etwas niedriger zu halten, um die Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Da anschließend jedoch jedes bezuschlagte Angebot den Grenzleistungspreis erhält, stellt sich die Frage, welches Verfahren in Summe für den Endverbraucher der Stroms am günstigsten ist. Diese Problematik ist noch nicht entgültig geklärt, da die in der Auktionstheorie gezeigten Zusammenhänge oft nur mit sehr starken Einschränkungen auftreten.
- Wie soll man den Typ der Angebotsgestaltung wählen? Soll der Anbieter einen Preis für seine Menge an Regelernergie legen (Single-Part-Auktion) oder, da dem Energieerzeuger Opportunitätskosten durch die Vorhaltung und Arbeitskosten durch den Abruf von Regelleistung entstehen, Preise

für Leistungsvorhaltung und Abruf getrennt stellen können (Multi-Part-Auktion)?

Für den deutschen Markt wurde die internetbasierte Ausschreibungsplattform www.regelleistung.net ins Leben gerufen, auf der die vier Übertragungsnetzbetreiber EnBW TNG, E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom und Vattenfall Europe Transmission ihren Bedarf ausschreiben, die Angebotslegung abgewickelt wird und Informationen über Zuschlag oder Ablehnung kommuniziert werden.

Als Auktionsform für Primärleistung wurde eine Multi-Unit-Nachfragerauktion gewählt, bei der nur ein Preis gestellt wird. Da die Ausregelung fortlaufend erfolgt, wäre die Abrechnung eines zusätzlichen Leistungspreises wegen der anfallenden Transaktionskosten schlicht zu teuer. Die Mindestmenge beträgt ± 1 MW, wobei am Markt für Primärleistung die Menge gleichzeitig positiv und negativ, also symmetrisch, angeboten werden muss. Der Produktzeitraum erstreckt sich über eine Woche (jeweils von Montag bis Sonntag), jeden Tag von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Die Ausschreibung erfolgt sechs Tage im Voraus.

Für den Markt für Sekundärregelenergie wurde ebenfalls eine Multi-Unit-Nachfragerauktion nach Gebotspreisverfahren beschlossen, jedoch muss man hier zwei Preise stellen, einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis. Die Gebote werden nach der Höhe des Leistungspreises gereiht und solange bezuschlagt, bis in Summe die benötigte Menge an Ausgleichsenergie angenommen wurde (Merit Order). Danach werden die Angebote, die den Zuschlag erhalten haben, nach der Höhe des Arbeitspreises geordnet und während des Produktzeitraums bei Bedarf in dieser Reihenfolge abgerufen. Die Leistung wird nicht symmetrisch ausgeschrieben, sondern es existieren Produkte für positive und negative Energie. Diese werden wiederum getrennt nach Hauptzeit (HT) und Nebenzeit (NT) ausgeschrieben. Der Produktzeitraum für Nebenzeitprodukte erstreckt sich von Montag bis Sonntag, jeweils von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr und von 20:00 Uhr bis 24:00 sowie von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr am Samstag und Sonntag und an jedem gesetzlichen Feiertag. Hauptzeitprodukte decken dementsprechend den restlichen Zeitraum der Woche ab, gewöhnlich (also in einer Woche ohne Feiertag) Montag bis Freitag, jeweils von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr. Es existieren also vier Produkte, für die man ein Angebot abgeben kann: HT positiv, HT negativ, NT positiv und NT negativ. Die Ausschreibung findet einen Tag nach der Auktion für Primärleistung statt, also fünf Tage bevor das Produkt in Kraft tritt. Die Mindestangebotsmenge beträgt 5 MW.

In Absprache mit der Firma EVN werden für die Durchrechnung der in den weiteren Kapitel folgenden Modelle historische Angebots- und Abrufdaten des deutschen Marktes für Sekundärregelenergie verwendet.

Die Minutenreserve wird auf der Ausschreibungsplattform täglich beschafft. Es existiert auch hier die Einteilung in Haupt- und Nebenzeit. Jeder Tag wird in sechs Zeitscheiben mit der Dauer von vier Stunden, beginnend von 0:00 Uhr, unterteilt. Somit kann man auf 12 Produkte bieten. Die Mindestmenge beträgt

5 MW. Die Auktion erfolgt immer einen Tag im Vorhinein, donnerstags wird zusätzlich zu Freitag auch der Samstag eigens ausgeschrieben. Ähnliches gilt für Freitag, an dem werden die Produkte für Sonn- und Montag ausgeschrieben (ebenfalls gesondert). Für all diese Produkte der Minutenreserve muss man einen Leistungs- und einen Arbeitspreis abgeben, wobei der Zuschlag - wie bei Sekundärregelleistung - nur aufgrund des Leistungspreises und der tatsächliche Abruf bei Bedarf nur aufgrund der Höhe des Arbeitspreises erfolgt.

Kapitel 2

Mathematische Modellierung

In diesem Kapitel wird die grundlegende Idee der Opportunitätskostenberechnung erörtert. Aufgrund von allgemeinen Ansätzen gelangt man hin zur endgültigen Spezifizierung der Modelle, mit der in späteren Kapiteln unter Zuhilfenahme historischer Daten Aussagen über zukünftig zu wählenden Arbeits- und Leistungspreise abgeleitet werden sollen, falls man am Auktionsmarkt für Reserveleistung teilnehmen möchte. Ausserdem wird noch auf die von der Firma EVN zur Verfügung gestellten Kraftwerksparameter und Strompreise eingegangen

2.1 Modellansatz

Mit dem in diesem Kapitel hergeleiteten Modell soll die Untergrenze des Leistungspreises für die Auktion am deutschen Markt für Sekundärregelleistung geschätzt werden. Diese Schätzung erfolgt je Kraftwerkstyp. Es stehen sechs Typen zur Verfügung:

- Dampfkraftwerk, Brennstoff Uran
- Dampfkraftwerk, Brennstoff Braunkohle
- Dampfkraftwerk, Brennstoff Steinkohle.
- Gas und Dampf Kombikraftwerk, Brennstoff Erdgas
- Gasturbinenkraftwerk, Brennstoff Erdgas
- Speicherkraftwerk.

Dampfkraftwerke, die mit Uran, Braun- oder Steinkohle betrieben werden, gelten als Grundlastkraftwerke. Lastwechsel sind in Relation zu den anderen genannten

Kraftwerken nur langsam durchführbar. Prinzipiell ist eine erfolgreiche Präqualifikation für die Teilnahme am Markt für Sekundärregelleistung aber möglich. Kombi-, Gasturbinen- und Speicherkraftwerke lassen sich schneller regeln und kommen für diese Art der Reserveleistung häufig zum Einsatz.

Ganz elementar gesprochen funktioniert ein Dampfkraftwerk, indem Wasser unter Einsatz fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Erdgas, aber auch radioaktiver Brennstoffe wie Uran oder Plutonium erhitzt und verdampft wird. Diesen Dampf leitet man durch ein Rohrsystem zu einer Turbine weiter. Unter Nutzung fossiler Brennstoffe funktioniert das Erzeugen des Dampfes durch Verbrennung des Materials in Brennkammern, bei Uran oder Plutonium passiert das Erhitzen des Wassers durch Kernspaltung. Die Turbine treibt durch ihre Drehung einen Generator an, der nach dem Prinzip der elektromagnetischen Induktion arbeitet. Das bedeutet, dass sich im beweglichen, sich drehenden Teil des Generators Elektromagnete befinden. Um ihn herum sind Spulen aus leitendem Metall angebracht, die sich nicht mitdrehen. Durch die Drehung der Elektromagnete wird in den Spulen Spannung aufgebaut und somit Strom erzeugt. Der Strom fließt zu Transformatoren und wird von dort ins Netz eingespeist. Der Dampf kühlt sich aufgrund des Durchströmens der Turbine etwas ab und wird dann in einen Kondensator geleitet, kondensiert dort und wird zurück in den Wasserbehälter geführt. Man kann den Abdampf allerdings auch anderweitig nutzen, wenn das Kraftwerk in der Lage ist, nach dem Verfahren der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben zu werden. Bei diesem Verfahren nützt man den heißen Dampf, während oder nachdem er die Turbine passiert hat, zur Erzeugung von Fernwärme. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung sinkt zwar dadurch, der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks ist in Summe, unter Berücksichtigung der Fernwärmeenergie, jedoch ein Höherer.

Bei Gasturbinenkraftwerken wird, wie der Name bereits sagt, mit brennbaren Stoffen wie Erdgas, Biogas oder Heizöl eine Gasturbine betrieben, die ihrerseits einen Generator antreibt. Diese Kraftwerke erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 40% und sind aufgrund ihrer Schnellstartfähigkeit und schneller Lastwechsel gut geeignet zur Abdeckung von Spitzenlasten.

Da die Abgase bei Gasturbinenkraftwerken sehr heiß sind, kann man sie auch zur Erhitzung von Wasser, also zur Dampferzeugung nutzen und damit nach dem oben beschriebenen Prinzip auch noch eine Dampfturbine betreiben. Ein derartiges System der Stromerzeugung wird Gas- und Dampf Kombikraftwerk genannt (GuD Kraftwerk). Solche Kraftwerke haben einen weitaus höheren Wirkungsgrad als reine Gasturbinenkraftwerke, nämlich bis zu 60%. Genauso wie Dampfkraftwerke können auch Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke noch zusätzlich nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung konstruiert werden. Alle bisher genannten Kraftwerke bezeichnet man auch kalorische Kraftwerke oder Wärmekraftwerke. Ein weiteres, zum Ausgleich von Spitzenlasten verwendetes Kraftwerk, ist das Wasserspeicherkraftwerk. Hier fungiert ein Stausee als Speicher potentieller Energie, der immer durch natürlichen Zufluß aufgefüllt wird (im Gegensatz zum

Pumpspeicherkraftwerk, hier wird der Speicher zusätzlich oder ausschließlich mit Pumpen befüllt). Bei Bedarf wird Wasser aus dem Speicher abgelassen und über Druckleitungen zu einer sich weiter unten befindlichen Turbine geführt, die einen Generator antreibt und somit Strom erzeugt.

Für die eben beschriebenen Kraftwerkstypen sollen nun Modelle entwickelt werden, die es ermöglichen, die Untergrenze des Leistungspreises abzuschätzen, den man für die Teilnahme an einer Auktion für Sekundärregelleistung mindestens wählen sollte, um gegenüber der Vermarktung am Spotmarkt keinen Nachteil zu erwarten. Die grundlegende Idee hinter der Modellierung ist, die erwarteten Opportunitätskosten zu schätzen, die auf den Kraftwerksbetreiber zukommen. Diese Kosten werden definiert als Differenz des Deckungsbeitrags aus dem Verkauf der Leistung ausschließlich am Spotmarkt und dem Verkauf der Leistung am Spot- und Sekundärregelenergiemarkt. Es wird unterstellt, dass bei beiden Varianten der Fahrplan, also die Entscheidungen über das Ein- und Ausschalten des Kraftwerks und die Menge der produzierten Leistung, jeweils optimal gewählt wird. Man erhält vorerst

$$O_1 = DB_{frei} - DB_{res} \quad (2.1.1)$$

mit

- O_1 Opportunitätskosten ohne Beachtung der Erträge bei Abruf
- DB_{res} erwarteter Deckungsbeitrag unter der Restriktion, eine gewisse Menge an Reserveleistung vorhalten zu müssen
- DB_{frei} erwarteter Deckungsbeitrag unter freier Fahrplanwahl.

Wenn man Reserveleistung zur Verfügung stellt, muss sich ein kalorisches Kraftwerk aufgrund der langen Hochfahrzeiten während des Produktzeitraumes im eingeschalteten Zustand befinden, um möglichst schnell die benötigte Menge an Strom zu liefern. Ausserdem darf man, bei positiver Reserveleistung, die volle Leistungsfähigkeit des Kraftwerks nicht ausschöpfen, da im Bedarfsfall noch die vom Übertragungsnetzbetreiber angefragte Energie zusätzlich zu produzieren und ins Netz einzuspeisen ist. Dies gilt umgekehrt auch, wenn negative Regelernergie angeboten wird. Hier muss das Produktionslevel die Mindestproduktionsleistung des Kraftwerks um die Menge der angebotenen negativen Reserveleistung übersteigen, um im Bedarfsfall die Leistung herunterfahren zu können, ohne das Kraftwerk ausschalten zu müssen. Wasserspeicherkraftwerke hingegen müssen unter Vorhaltung von positiver Reserveleistung aufgrund der schnellen Startfähigkeit nicht notwendigerweise bereits eingeschaltet sein, für die Vorhaltung negativer Regelernergie gilt jedoch dasselbe wie für kalorische Kraftwerke. Wenn man an der Auktion zur Lieferung von Reserveleistung teilnimmt, und

auch den Zuschlag erhält, generiert man mit dem gewählten Arbeitspreis, bei tatsächlichem Abruf der Energie, auch einen gewissen Deckungsbeitrag DB_a . Dieser muss von O_1 in (2.1.1) abgezogen werden, um entgeltig die Opportunitätskosten O zu erhalten.

$$\begin{aligned} O &= DB_{frei} - DB_{res} - DB_a \\ &= O_1 - DB_a \end{aligned}$$

Dividiert man die Kosten O noch durch die angebotene Menge an Reserveleistung r , so erhält man die Untergrenze des Leistungspreises UL in EUR/MW.

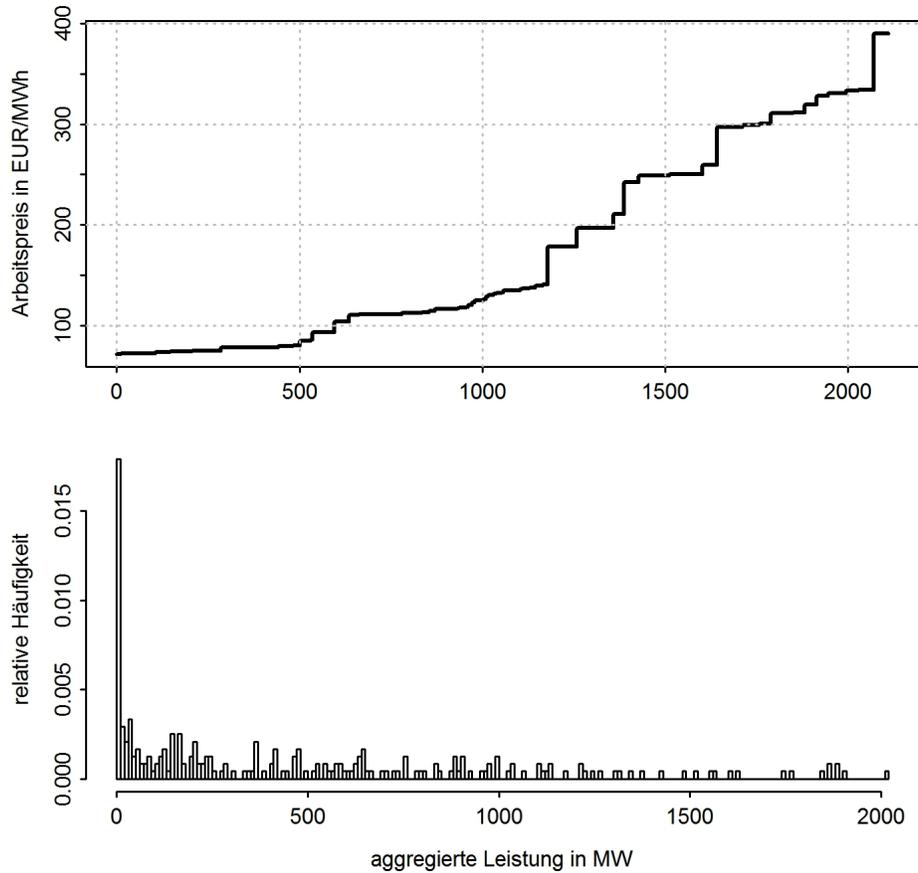
$$UL = \frac{O}{r} \quad (2.1.2)$$

2.2 Ansatz zur Deckungsbeitragsberechnung bei Abruf DB_a

Zur Berechnung des Deckungsbeitrags bei Abruf benötigt man eine Merit Order der Arbeitspreise und die abgerufenen Mengen an Reserveleistung im entsprechenden Produktzeitraum (siehe Abbildung 2.2.1). Die Daten der Abrufmengen werden auf der Ausschreibungsplattform regelleistung.net nach Ablauf des Produktzyklus in viertelstündlichen Zeitintervallen zur Verfügung gestellt. Die Werte je Viertelstunde sind als Durchschnitte zu verstehen. Wenn beispielsweise in den ersten sechs der betrachteten 15 Minuten 20 MW, in Minute sieben bis neun 30 MW und in Minute zehn bis 15 schließlich 40 MW an Leistung abgerufen werden, so wird die veröffentlichte Leistung mit $\frac{6}{15}20 + \frac{3}{15}30 + \frac{6}{15}40 = 30$ MW angegeben. Mit diesen Daten kann man ex post approximativ den Deckungsbeitrag berechnen. Man erkennt nämlich anhand der Merit Order, wenn man einen Arbeitspreis p_0 wählt, welche Menge an Leistung mindestens abgerufen werden muss, um als bezuschlagter Auktionsteilnehmer tatsächlich Energie bereitstellen zu müssen (siehe Abbildung 2.2.2). Sind von n anderen Auktionsteilnehmern in Summe m_o MW zu einem Arbeitspreis bereitgestellt worden mit $p_i \leq p_0 \forall i \in \{1..n\}$, so muss mindestens eine Leistung abgerufen werden, die größer ist als m_o MW. Der Berechnungsansatz soll durch Abbildung 2.2.2 und nachfolgendes Beispiel illustriert werden.

Beispiel: Die Auktions- sowie Abrufdaten für das Produkt HT pos während der Kalenderwoche KW werden veröffentlicht. Man will ex post den optimalen Arbeitspreis berechnen, der zum maximalen Deckungsbeitrag geführt hätte. Die Idee dahinter ist, dass ein Anbieter so tut, als hätte

Abbildung 2.2.1: Merit Order und abgerufene Leistung, HT pos, KW 21 2012

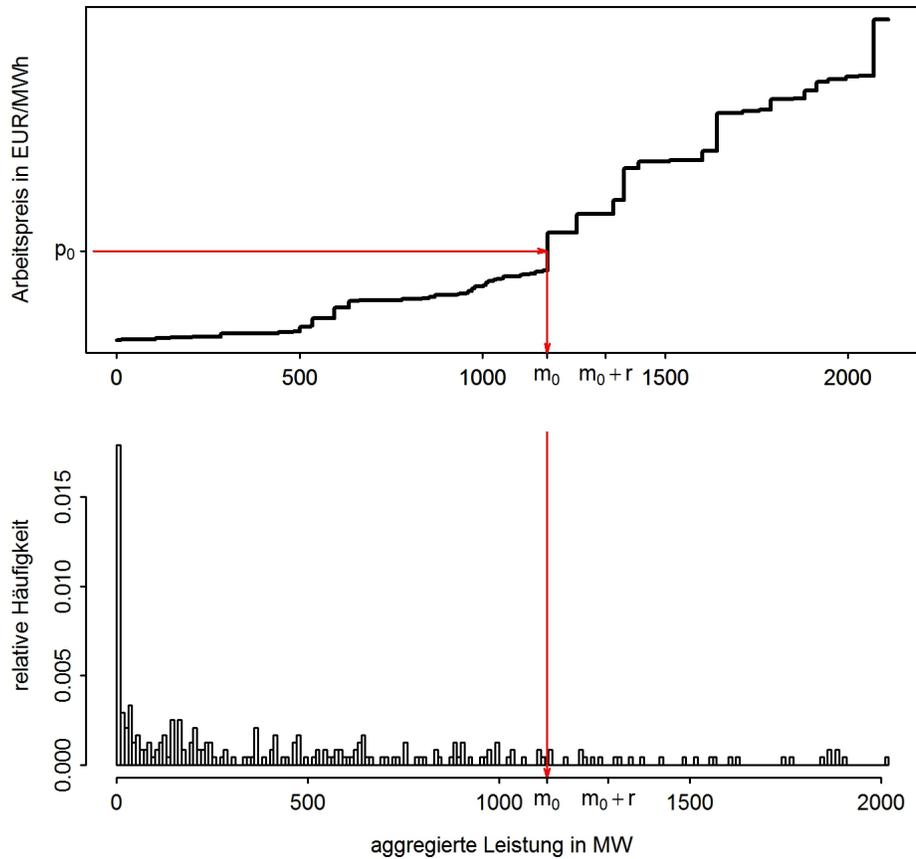


er erfolgreich an der Auktion teilgenommen. Sein Angebot wird in die bestehende Merit Order der Arbeitspreise eingereiht. Mit dieser resultierenden Merit Order lässt sich anschließend die für den Anbieter maßgebliche Mindestabrufmenge m_0 bestimmen.

Sei der Arbeitspreis p_0 und die Menge der Reserveleistung r , die man anbieten wollte, festgehalten. Die tatsächliche, vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderte Abrufmenge sei m . Bezogen auf die abgerufene Menge an Ausgleichsenergie in einer Viertelstunde unterscheidet man folgende drei Fälle:

- In der betrachteten Viertelstunde t wird weniger als m_0 MW an Leistung benötigt, also $m \leq m_0$. In diesem Fall muss der Kraftwerksbetreiber keine Regelleistung produzieren, der Deckungsbeitrag ist Null.
- In der betrachteten Viertelstunde t wird zwischen m_0 und $m_0 + r$ MW an Leistung abgerufen, $m_0 \leq m \leq m_0 + r$. Man muss also einen Teil, nämlich $m - m_0$ MW der gebotenen Leistung produzieren. Eine einfache Deckungsbeitragsfunktion für diesen Zeitraum ist: $DB_a^t = (m - m_0)p_0 - C(m - m_0)$.

Abbildung 2.2.2: von Preis p_0 zu Mindestabrufmenge m_0



Man verkauft die Menge $(m - m_0)$ zum Arbeitspreis p_0 und zieht davon einen Kostenanteil $C(m - m_0)$ ab, der ebenfalls von der produzierten Menge an Leistung abhängt, sowie weitere Einflussfaktoren beinhalten kann (darauf wird in den weiteren Kapitel eingegangen). Weil man bei Teilnahme an der Auktion p_0 in MWh angeben muss, die historischen Abrufmengen allerdings in einer viertelstündlichen Frequenz vorhanden sind, müsste man den Preis p_0 eigentlich noch durch vier dividieren. Das soll hier aber nicht weiter stören, da man anhand späterer Spezifizierungen der Deckungsbeitragsfunktion sehen wird, dass auch der Kostenanteil C von Parametern abhängt, die in EUR/h angegeben sind. Somit gilt schließlich $\frac{1}{4}DB_a^t(p_0) = DB_a^t(\frac{1}{4}p_0)$.

- In der betrachteten Viertelstunde t wird mehr als $m_0 + r$ MW an Leistung abgerufen, $m_0 + r \leq m$. Man verkauft also seine komplette Menge an Reserveleistung r zum Preis p_0 , daher: $DB_a^t = rp_0 - C(r)$

Summiert man die Erträge nun über alle Teilintervalle eines Produktzyklus, so ergibt sich:

$$\sum_{t=1}^T \chi_{m \geq m_0} \min(m(t) - m_0, r) p_0 - C(\min(m(t) - m_0, r)) \quad (2.2.1)$$

wobei χ die charakteristische Funktion bezeichnet. Durch die Formel 2.2.1 erhält man den Deckungsbeitrag für einen festen Preis p_0 pro Woche. Dividiert man noch durch die Gesamtzahl der Zeitintervalle T , so gelangt man zu dem mittleren Deckungsbeitrag pro Viertelstunde.

$$\sum_{t=1}^T \frac{1}{T} \chi_{m \geq m_0} \min(m(t) - m_0, r) p_0 - C(\min(m(t) - m_0, r))$$

Nun sei M_{Abruf} die Menge, die alle Leistungsabrufe in der betrachteten Woche enthält. Dann kann man die Deckungsbeitragsberechnung pro Viertelstunde auch folgendermaßen anschreiben, wobei $H(m)$ die relative Häufigkeit des Abrufs der Menge m innerhalb der betrachteten Woche bezeichnet:

$$DB_a(p_0) = \sum_{m \in M_{Abruf}} H(m) \chi_{m \geq m_0} \min(m - m_0, r) p_0 - C(\min(m - m_0, r)) \quad (2.2.2)$$

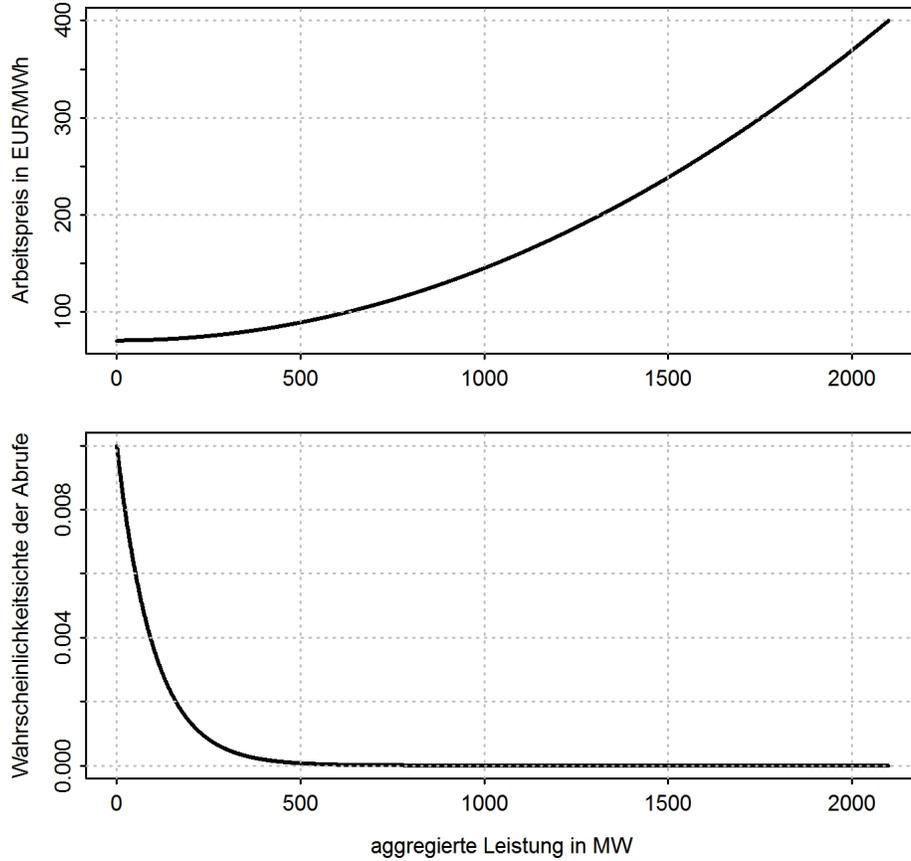
Da eine Menge stets eindeutige Elemente enthält, muss jeder Summand mit der relativen Häufigkeit $H(m)$ multipliziert werden, mit der er in der Menge M_{Abruf} enthalten ist. Wird ein Betrag m_x einmal pro Woche abgerufen, so gilt $H(m_x) = 1/T$. Wird er zweimal abgerufen, dann ist $H(m_x) = 2/T$, denn er ist auch in diesem Fall nur einmal in der Menge M_{Abruf} enthalten.

Maximiert man DB_a nach p_0 , dann erhält man den optimalen Arbeitspreis p_a^* , den man in der betrachteten (vergangenen) Woche hätte wählen sollen:

$$\begin{aligned} DB_a^* &:= \max_{p_0 \in \mathbb{R}} (DB_a(p_0)) \\ p_a^* &:= \arg \max (DB_a^*) \end{aligned}$$

Nun stellt sich die Frage, warum man im Nachhinein den optimalen Arbeitspreis für eine bereits vergangene Auktion berechnen sollte. Die Idee dabei ist, zukünftige Merit Order und Abrufwahrscheinlichkeiten zu schätzen. Anschließend kann man unter der Annahme, die Merit Order sei bekannt (hierfür zieht man eben die Schätzung heran), analog dem dargestellten Prinzip der Deckungsbeitragsberechnung Aussagen über den zukünftigen, also den erwarteten, optimalen Arbeitspreis erhalten. Der Erwartungswert bezieht sich in diesem Fall einzig auf

Abbildung 2.2.3: theoretische Merit Order und Wahrscheinlichkeitsdichte abgerufener Leistungen



die Dichte der abgerufenen Mengen, die Merit Order ist hier nur ein exogener Faktor. Hat man nun wie in Abbildung 2.2.3 eine Merit Order für Arbeitspreise und eine Wahrscheinlichkeitsdichte für die abgerufenen Mengen pro Viertelstunde geschätzt, kann man den Deckungsbeitrag wieder berechnen durch:

$$\begin{aligned}
 DB_a(p_0) &= \int_0^{\infty} f_a(m) \chi_{m \geq m_0} (p_0 \min(m - m_0, r) - C(\min(m - m_0, r))) dm \\
 &= \int_{m_0}^{\infty} f_a(m) (p_0 \min(m - m_0, r) - C(\min(m - m_0, r))) dm \quad (2.2.3)
 \end{aligned}$$

Da in in Abbildung 2.2.3, im Gegensatz zur vorherigen Berechnung mit diskreten Abrufhäufigkeiten, eine stetige Dichte $f_a(m)$ gewählt wurde, ersetzt das Integral in (2.2.3) das Summenzeichen von (2.2.2). Die Problematik der Schätzung dieser Kurven wird in Kapitel 4 behandelt.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass für die ex ante Berechnung der Untergrenze des Leistungspreises in Modellansatz (2.1.2), unter bestimmten, noch zu formulierenden Annahmen, bereits vor der Auktion der erwartete optimale Arbeitspreis geschätzt werden kann, und dieser nicht vom Leistungspreis abhängt.

2.3 Ansatz zur Berechnung der Opportunitätskosten O_1

In diesem Abschnitt wird der Berechnungsansatz der Kosten O_1 vorgestellt. Das Modell ist sehr allgemein gehalten und wird in Abschnitt 2.4 an die jeweiligen kraftwerksspezifischen Eigenschaften und an die Vorgaben und Vorschläge der Firma EVN angepasst.

Es sei in Erinnerung gerufen, dass O_1 die Opportunitätskosten eines Kraftwerkbetreibers bezüglich Verkauf der erzeugten Leistung ausschließlich am Spotmarkt und dem Verkauf der erzeugten Leistung am Spot- und Regelenenergiemarkt darstellt:

$$O_1 = DB_{frei} - DB_{res}$$

Der Deckungsbeitrag unter freier Bewirtschaftung DB_{frei} muss mindestens über einen Zeitraum berechnet werden, der jenem des Regelenenergieprodukts entspricht, um sinnvolle Vergleiche mit DB_{res} ziehen zu können. Über den betrachteten Zeitraum wird angenommen, dass man den optimalen Fahrplan für das Kraftwerk wählt. Diese Aufgabenstellung wird als Unit Commitment bezeichnet. Die Schwierigkeit ist, zu entscheiden, wann ein Kraftwerk ein- und wann es ausgeschaltet werden soll. Wenn es sich in Betrieb befindet, stellt sich als nächstes die Frage, welche Menge an Strom es produzieren soll. Diese Problematik wird Economic Dispatch genannt. Mittels Unit Commitment und Economic Dispatch soll nun über einen bestimmten Zeitraum der Deckungsbeitrag eines Kraftwerks maximiert werden, unter Einhaltung der kraftwerksspezifischen und technischen Rahmenbedingungen. Solche Rahmenbedingungen geben beispielsweise an, wie lange ein Kraftwerk ausgeschaltet sein muss, um es wieder einschalten zu können, wie lange es mindestens in Betrieb sein muss, um es wieder abschalten zu können, welchen Zeitraum ein Lastwechsel benötigt usw. Das folgende Modell 2.3.1 wird mit nachstehenden Nebenbedingungen spezifiziert (siehe auch Systemdynamik 2.3.2):

- Es gibt eine Menge X an Zuständen, in denen man sich befinden kann
- Das Kraftwerk besitzt eine Mindestbetriebsdauer wenn es hochgefahren wird und eine Mindestabkühlphase wenn es abgeschaltet wird.

- zu jedem Zeitpunkt gibt es eine Menge an zulässigen Entscheidungen $\Omega(x_t)$, die gewählt werden können. Wenn sich das Kraftwerk beispielsweise im Betriebszustand befindet, die Mindestbetriebsdauer jedoch noch nicht erreicht ist, kann man nur die Entscheidung treffen, es in diesem Zustand zu belassen. Ist die Mindestbetriebsdauer jedoch bereits erreicht, kann man zwischen weiterem Betrieb und Abschalten wählen.
- Ein- und Ausschaltkosten fallen an. Die Einschaltkosten richten sich nach dem Zeitraum, wie lange sich das Kraftwerk bereits in heruntergefahrenem Zustand befindet.
- es fallen keine Lastwechselkosten an

Es ergeben sich je nach Betriebszustand gewisse Erlöse E und Kosten. Die Kosten werden im nachfolgenden Modell aufgeteilt in Produktionskosten C_{prod} und Kosten, die durch die gewählte Entscheidung anfallen C_{opt} (Startkosten, Abschaltkosten). Der Spotmarktpreis für Strom wird, wie bereits in Abschnitt 1.1 erwähnt, gesondert prognostiziert und fließt als exogene Größe mit ein. Dadurch handelt es sich insgesamt um ein dynamisches, und nicht um ein stochastisches, dynamisches Optimierungsproblem. Das Modell wurde größtenteils von [3] übernommen und kann folgendermaßen angeschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 DB_{frei} &= \max_{u_t, P_t} \sum_{t=1}^T [E(p_t, x_t, u_t, P_t) - C_{prod}(w_t, x_t, u_t, P_t) \\
 &\quad - C_{opt}(x_t, u_t)] \tag{2.3.1} \\
 &s.t. : \\
 &u_t \in \Omega(x_t) \\
 &P_{min}u_t \leq P_t \leq P_{max}u_t
 \end{aligned}$$

X diskreter, endlicher Zustandsraum,
 $X = \{x^{cold}, \dots, x^{off}, \dots, -1, 1, \dots, x^{on}\} \subseteq \mathbb{Z}$

$t \in \{1 \dots T\}$ betrachteter Zeithorizont

$x_t \in X$ Zustandsvariable, gibt an, wie viele Zeiteinheiten das Kraftwerk bereits durchgehend in Betrieb (oder ausgeschaltet) ist

$|x^{off}|, x^{on}$ Dauer, die das Kraftwerk ausgeschaltet (eingeschaltet) bleiben muss, bevor man es wieder einschalten (ausschalten) kann. Wenn das Kraftwerk mind. x^{on} Zeiteinheiten durchgehend in Betrieb war, kann man es ausschalten und es werden die vollen shut down Kosten fällig. Es hat daher keinen Sinn, Zustände $x > x^{on}$ zuzulassen.

$x^{cold} < 0$ wenn das Kraftwerk $|x^{cold}|$ Zeiteinheiten vom Netz war, werden die vollen start up Kosten fällig, um das Kraftwerk wieder hochzufahren. Deshalb macht es keinen Sinn, weitere Zustände $x < x^{cold}$ zu betrachten.

$u_t \in \{0, 1\}$ Kontrollvariable, $u_t = 0$ bedeutet das Kraftwerk im Zeitpunkt t auszuschalten, bzw. es im ausgeschalteten Zustand zu belassen falls es sich bereits in heruntergefahrenem Zustand befindet (analog für $u_t = 1$). Es wird angenommen, dass sich die Kontrolle u_t sofort auswirkt. Das bedeutet, wenn das Kraftwerk zum Zeitpunkt t ausgeschaltet ist $x_t \leq x^{off}$, und man die Kontrolle $u_t = 1$ wählt, also das Kraftwerk einschaltet, dann produziert man bereits zum Zeitpunkt t die gewählten Menge P an Energie. In diesem Fall befindet man sich zum Zeitpunkt $t+1$ im Zustand $x_{t+1} = 1$, siehe Systemdynamik (2.3.2).

$\Omega(x_t) \subseteq \{0, 1\}$ Menge der zulässigen Kontrollen u_t für den Zustand x_t

$$\Omega(x_t) = \begin{cases} \{0\} & \dots x_t \in \{x^{off} + 1, \dots, -2, -1\} \\ \{1\} & \dots x_t \in \{1, 2, \dots, x^{on} - 1\} \\ \{0, 1\} & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, x^{on}\} \end{cases}$$

$g(x_t, u_t)$ Systemdynamik (Übertragungsfunktion): gibt den Zustand x_{t+1} an, wenn man zum Zeitpunkt t im Zustand x_t die Entscheidung u_t wählt

$$g(x_t, u_t) = x_{t+1} = \begin{cases} x_t + 1 & \dots x_t \in \{1, \dots, x^{on} - 1\}, u_t = 1 \\ x^{on} & \dots x_t = x^{on}, u_t = 1 \\ 1 & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}\}, u_t = 1 \\ -1 & \dots x_t = x^{on}, u_t = 0 \\ x_t - 1 & \dots x_t \in \{x^{cold} + 1, \dots, x^{off}, \dots, -1\}, u_t = 0 \\ x^{cold} & \dots x_t = x^{cold}, u_t = 0 \end{cases} \quad (2.3.2)$$

E Erlös

$$E(P_t, p_t, x_t, u_t) = \begin{cases} P_t p_t & \dots u_t = 1 \\ 0 & \dots u_t = 0 \end{cases} \quad (2.3.3)$$

p_t Strompreis, wird von EVN prognostiziert, also in diesem Modell als deterministisch betrachtet

P_t erzeugte Menge an elektrischer Energie zum Zeitpunkt t

$$\begin{aligned} P_{min} \leq P_t \leq P_{max} & \dots u_t = 1 \\ P_t = 0 & \dots u_t = 0 \end{aligned} \quad (2.3.4)$$

Der Einfachheit halber kann in Situation $x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, \dots, x^{on}\}$ und $u_t = 1$ jedes Produktionsniveau zwischen P_{min} und P_{max} angenommen werden. Es existieren keine Lastwechselkosten oder Beschränkungen der Lastwechselgeschwindigkeit.

P_{min}, P_{max} mindestens und maximal zu erzeugende Energie wenn sich Kraftwerk im Betrieb befindet

w_t Rohstoffpreis zum Zeitpunkt t , wird hier auch als gegeben betrachtet

$\beta(P_t, w_t, x_t, u_t)$ Brennstoffkosten, um die Menge P_t an Strom zu produzieren, wird in dieser Arbeit mittels einer inversen Produktionsfunktion bestimmt, siehe 2.3.8

$\varepsilon(P_t, x_t, u_t)$ Brennstoff unabhängige Kosten, die für die Erzeugung der Menge P_t an Strom anfallen

$$\varepsilon(P_t, x_t, u_t) := \begin{cases} P_t e & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\}, u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases} \quad (2.3.5)$$

$\kappa(x_t, u_t)$ Fixkosten, die nur bei einer Produktionsmenge von $P_t > 0$ anfallen

$$\kappa(x_t, u_t) := \begin{cases} h & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\} u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases} \quad (2.3.6)$$

C_{Prod} Produktionskosten, die anfallen, wenn man zum Zeitpunkt t die Menge P_t an Strom produziert

$$C_{Prod}(P_t, w_t, x_t, u_t) := \beta(P_t, w_t, x_t, u_t) + \varepsilon(P_t, x_t, u_t) + \kappa(x_t, u_t)$$

C_{opt} Ein- und Ausschaltkosten, von Kontrolle u_t abhängig

$$C_{opt}(x_t, u_t) = \begin{cases} C^{shut} \dots x_t = x^{on}, u_t = 0 \\ C^{start}(x_t, u_t) \dots x_t \leq x^{off}, u_t = 1 \\ 0 \dots sonst \end{cases}$$

C^{start} start up Kosten, abhängig von der Dauer, die das Kraftwerk bereits ausgeschaltet ist.

$$C^{start}(x_t, u_t) = \begin{cases} f(x_t) \dots x_t \leq x^{off}, u_t = 1 \\ 0 \dots sonst \end{cases} \quad (2.3.7)$$

Um die Brennstoffkosten β zu bestimmen, wird in dieser Diplomarbeit das Prinzip der inversen Produktionsfunktion verwendet. Einem Kraftwerk muss, um P MW an elektrischer Leistung zu erzeugen, B MW an thermischer Leistung zugefügt werden. B definiert man hierbei über die Outputleistung P , daher auch der Name.

$$B := a + bP + cP^2 \quad (2.3.8)$$

mit den kraftwerksspezifischen Parameter a , b und c . Die Menge B an benötigter Energiezufuhr muss mit dem Preis w des Brennstoffes (Erdgas, Steinkohle,...) multipliziert werden, um die Brennstoffkosten β für die produzierte Menge P zu erhalten:

$$\beta(P_t, w_t, x_t, u_t) := \begin{cases} (a + bP_t + cP_t^2) w_t & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\} u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases} \quad (2.3.9)$$

Diese Kosten können noch um Brennstoff unabhängige Kosten ε und um Fixkosten im Betriebszustand κ erweitert werden, um schlussendlich auf C_{prod} zu kommen. Produktionskosten sollen jedoch nur anfallen, wenn tatsächlich Strom produziert wird, im abgeschalteten Zustand fallen keine Produktionskosten an. Da 2.3.8 zu jedem Zeitpunkt des betrachteten Zeitraums gelten soll und deshalb vom Zeitindex t abhängt, folgt unter Einsetzen von Definition (2.3.9), (2.3.5) und (2.3.6):

$$C_{Prod}(P_t, w_t, x_t, u_t) = \begin{cases} (a + bP_t + cP_t^2) w_t + eP_t + h & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, \dots, x^{on}\} u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

Wenn sich das Kraftwerk im Betriebszustand befindet, soll man natürlich die optimale, d. h. deckungsbeitragmaximale Menge an Strom produzieren (Economic Dispatch). Wie bestimmt man nun diese optimale Produktionsmenge? Sei

$$f_{DB}(P_t, p_t, w_t) := E(P_t, p_t) - C_{prod}(P_t, w_t)$$

die Deckungsbeitragsfunktion während das Kraftwerk in Betrieb ist, also für die Zustände $x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\}$ bei gleichzeitiger Entscheidung $u_t = 1$. Setzt man die Definitionen für C_{prod} und $E(P_t, p_t)$ ein, so ergibt sich:

$$f_{DB}(P_t, p_t, w_t) = P_t p_t - (a + bP_t + cP_t^2) w_t - eP_t - h$$

Um nun zur optimalen Produktionsmenge zu gelangen, muss man f_{DB} maximieren:

$$\begin{aligned} & \max_{P_t} f_{DB}(P_t, p_t, w_t) \\ \text{NB : } & P_{min} \leq P_t \leq P_{max} \end{aligned}$$

Unter der Annahme der Konvexität von C_{Prod} (ist äquivalent zu: $c > 0$), was gleichzusetzen ist mit der Konkavität von f_{DB} , ergibt Ableiten nach P_t und Nullsetzen von f'_{DB} die optimale Produktionsmenge $\tilde{P}_t^* = \frac{p_t - bw - e}{2wc}$ für das unrestringierte Problem, also ohne der NB: $P_{min} \leq P_t \leq P_{max}$. Wenn man auch die Nebenbedingungen einbezieht, lautet die optimale Produktionsmenge: $P_t^* = \max(\min(P_{max}, \tilde{P}_t^*), P_{min})$. Wird nicht produziert, also $x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, \dots, -1, x^{on}\}$ und $u_t = 0$, so ist die "optimale" Produktionsmenge natürlich Null. Daraus folgt:

$$P_t^* = \begin{cases} \max(\min(P_{max}, \tilde{P}_t^*), P_{min}) & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\}, u_t = 1 \\ 0 & \dots \text{sonst} \end{cases} \quad (2.3.10)$$

Sollte $c \leq 0$ gelten, also f_t konvex sein, lässt sich die optimale Produktionsmenge noch einfacher bestimmen: $P_t^* = \arg \max(f_{DB}(P_{min}, p_t, w_t), f_{DB}(P_{max}, p_t, w_t))$. Dadurch, dass keine Lastwechselkosten und -beschränkungen angenommen wurden (siehe (2.3.4)), daher das Produktionsniveau zum Zeitpunkt t keinen Einfluss hat auf das Produktionsniveau $P_i \forall i \in \{1 \dots T\} \setminus t$, kann man die Berechnung von P_t^* unabhängig vom restlichen Optimierungsproblem betrachten und P_t^* einfach in das Modell (2.4.6) einsetzen. P_t als Maximierungsparameter und die letzte Nebenbedingung in Modell (2.4.6) fällt somit weg und die Deckungsbeitragsberechnung lautet:

$$\begin{aligned} DB_{frei} &= \max_{u_t} \sum_{t=1}^T [E(p_t, x_t, u_t, P_t^*(x_t, u_t)) - C_{prod}(w_t, x_t, u_t, P_t^*(x_t, u_t)) \\ &\quad - C_{opt}(x_t, u_t)] \\ \text{s.t. : } & \\ & u_t \in \Omega(x_t) \end{aligned} \quad (2.3.11)$$

Die Optimierung des Deckungsbeitrags unter Vorhaltung von Regelenergie reduziert die Modellformulierung wieder auf ein Economic Dispatch Problem, da sich das Kraftwerk immer in Betrieb befinden muss. Die Argumente x_t und u_t fallen dadurch weg. r^+ steht für die Menge an positiver Reserveleistung.

$$\begin{aligned} DB_{res} &= \max_{P_t} \sum_{t=1}^T E(p_t, P_t) - C_{Prod}(w_t, P_t) \\ \text{s.t. : } & P_{min} \leq P_t \leq P_{max} - r^+ \end{aligned} \quad (2.3.12)$$

Im Falle negativer Regelenergie lautet die Nebenbedingung:

$$P_{min} + r^- \leq P_t \leq P_{max}$$

Durch Einsetzen der optimalen Produktionsmenge P^* , die in (2.3.10) hergeleitet wurde (hier jedoch um die Menge der Regelleistung r^+ oder r^- angepasst werden muss), fällt der Maximierungsoperator in (2.3.12) weg und es bleibt eine einfache Summe zur Bestimmung von DB_{res} über:

$$DB_{res} = \sum_{t=1}^T E(p_t, P_t^*) - C_{Prod}(w_t, P_t^*) \quad (2.3.13)$$

mit

$$P_t^* = \max(\min(P_{max} - r^+, \tilde{P}_t^*), P_{min})$$

wenn positive Reserveleistung angeboten wird und

$$P_t^* = \max(\min(P_{max}, \tilde{P}_t^*), P_{min} + r^-)$$

bei negativer Reserveleistung.

2.4 Kraftwerkparameter und endgültiges Modell

Um nun die Modelle endgültig spezifizieren und anschließend mit historischen Marktdaten durchrechnen zu können, benötigt man kraftwerksabhängige technische und betriebswirtschaftliche Parameter. Diese wurden von der Firma EVN zur Verfügung gestellt und sind in Tabelle (2.1) angegeben. Zur Berechnung der Opportunitätskosten O_1 wird wegen der unterschiedlichen Eigenschaften und Funktionsweisen zwischen Dampfkraftwerk, GuD- und Gasturbinenkraftwerk und Wasserspeicherkraftwerk unterschieden. Diese Unterscheidungen haben für Dampf- und Wasserspeicherkraftwerken einen leicht veränderten Modellansatz im Vergleich zur bisherigen Herleitung der Deckungsbeitragsberechnung zur Folge und werden im zweiten Teil dieses Abschnitts beschrieben. Da der Deckungsbeitrag bei GuD- und Gasturbinenkraftwerke exakt wie in 2.3.11 und 2.3.13 modelliert wird, beginnt die Vorstellung der Parameter mit diesen beiden Anlagen.

GuD- und Gasturbinenkraftwerke

In Tabelle (2.1) sind die für die Modellierung benötigten Parameter angegeben. Für P_{max} , also die maximale produzierbare Menge an Strom, wurden typische Werte der jeweiligen Kraftwerke gewählt. Dasselbe gilt für P_{min} , dem Mindestniveau, mit dem produziert werden muss, wenn das Kraftwerk eingeschaltet ist. Für die Wirkungsgrade, also die Outputleistung im Verhältnis zur Inputleistung

$$\eta = \frac{P}{B} = \frac{P}{(a + bP + cP^2)}$$

wurden ebenfalls Erfahrungswerte aus der Praxis gewählt. Die inverse Produktionsfunktion soll für die entgeltliche Durchrechnung so einfach wie möglich gehalten werden, daher wird auf den Parameter c verzichtet (d.h. $c = 0$). Dies bedeutet, dass die variablen Produktionskosten C_{prod} nur konstant, und nicht quadratisch, mit Erhöhung der Produktionsmenge P wächst. Die Parameter a und b kann man nun aus der vorgegebenen Form der inversen Produktionsfunktion und den Wirkungsgraden bei P_{max} und P_{min} bestimmen, in dem man das folgende Gleichungssystem nach a und b auflöst.

$$\begin{aligned} P_{max}/(a + bP_{max}) &= \eta_{max} \\ P_{min}/(a + bP_{min}) &= \eta_{min} \end{aligned}$$

Unter den im Modell vorkommenden Kosten w wird die Summe der Brennstoff- und der CO_2 -Kosten verstanden. Diese ist während eines Produktzeitraumes konstant, hängt somit nicht vom Zeitindex t ab. Da Brennstoffe oft über Terminverträge gekauft werden, macht diese Festlegung durchaus Sinn. Weiters wurde von der Firma EVN eine brennstoffunabhängige Kostenkomponente vorgeschlagen mit $\epsilon(P_t) = P_t e$, siehe (2.3.9). Der Faktor e ist in EUR/MWh angegeben und ebenfalls in Tabelle 2.1 ersichtlich. Unabhängig des Produktionsniveaus ist hingegen die Kostenpauschale h , die für eine Betriebsstunde anfällt (siehe (2.3.5)). Die Startkosten kommen zum Tragen, wenn das Kraftwerk hochgefahren wird und werden in dieser Diplomarbeit als konstant angenommen, d.h. $f(x_t) = s$ (siehe 2.3.7).

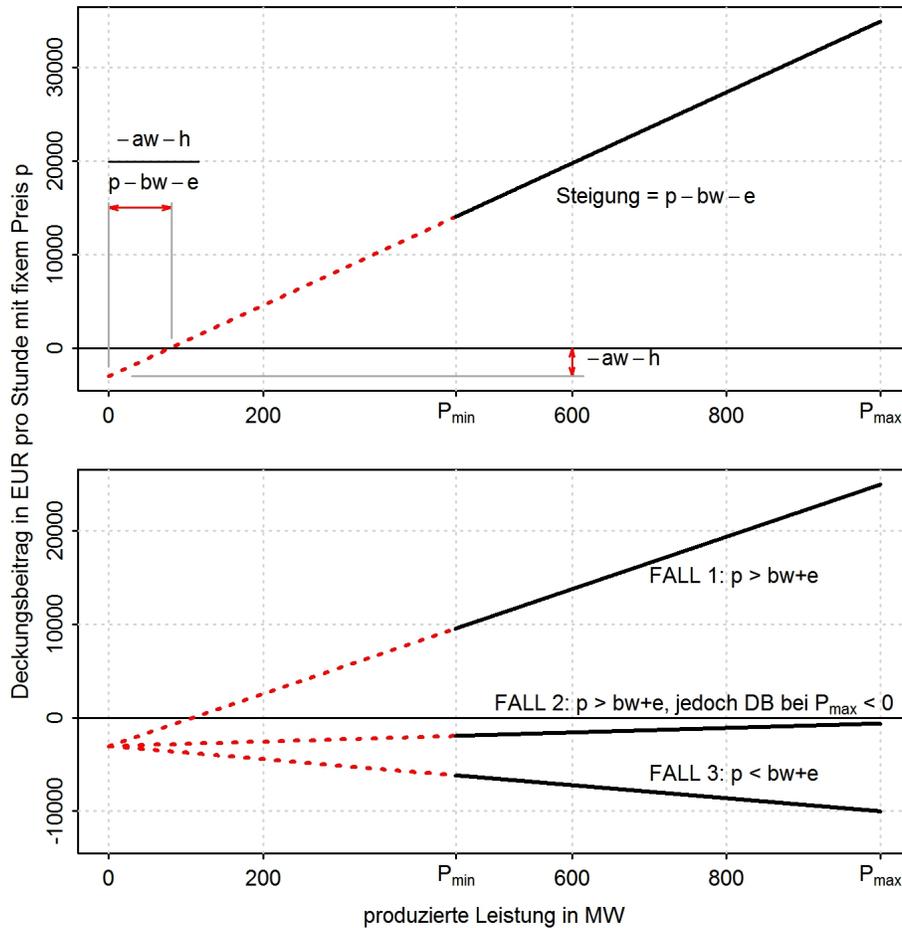
Die Deckungsbeitragsfunktion für die Stunde t bis $t + 1$ lautet also, wenn sich das Kraftwerk in Betrieb befindet:

$$f_{DB} = p_t P_t - (a + bP_t)w - eP_t - h \quad (2.4.1)$$

Es sollte für die Durchrechnung die Systemdynamik (2.3.2) so einfach wie möglich gehalten werden, mit nachfolgenden Auswirkungen für das Modell. Ein Kraftwerk kann im Betriebszustand, also wenn $x_t \geq 1$ gilt, zu jedem Zeitpunkt abgeschaltet

werden. Somit folgt $x^{on} = 1$. Wenn das Kraftwerk heruntergefahren wurde, soll es keine Mindestabkühlphase benötigen, daher gilt: $x^{cold} = x^{off} = -1$. Es gibt also nur zwei Zustände in diesem Modell, $X = \{x^{off}, x^{on}\} = \{-1, 1\}$.

Abbildung 2.4.1: Deckungsbeitrag abhängig von P_t



Im Betriebszustand muss man das optimale Produktionsniveau P^* finden. Da in der inversen Produktionsfunktion der Faktor $c = 0$ gesetzt wurde, ergibt sich $P_t^* = \arg \max(f_{DB}(P_{min}, p_t, w_t), f_{DB}(P_{max}, p_t, w_t))$, wie in Abschnitt 2.3 für $c \leq 0$ gezeigt wurde. Mit der hier getroffenen Parametrisierung $c = 0$ kann über P^* noch mehr aussagen. Wenn man (2.4.1) umformt, so erkennt man, dass f_{DB} affin von P_t abhängt:

$$f_{DB} = (p_t - bw - e)P_t - aw - h$$

Wenn der Klammerterm positiv ist, also $p_t > bw + e$, verdient man umso mehr, je mehr man produziert. Man wählt dann P_{max} als optimale Produktionsmenge P^* (Fall 1, Abbildung 2.4.1). Es wäre aber auch möglich, dass der Term $-aw - h$

die Funktion so weit nach „unten“ drückt, dass man selbst bei P_{max} keinen Gewinn erwirtschaftet (siehe Fall 2, Abbildung 2.4.1). In diesem Fall ist aber P_{max} immer noch optimal, da man weniger Verlust macht als mit P_{min} . Solche Situationen können eintreten, wenn sich das Kraftwerk in Betrieb befinden muss oder ein Herunterfahren und anschließendes Starten des Kraftwerks mehr Kosten verursachen würde als der vorübergehende Betrieb unter Verlust. Im umgekehrten Fall, wenn $p_t < bw + e$ gilt, wird man P_{min} als Produktionsniveau wählen (Fall 3, Abbildung 2.4.1). Bei $p_t = bw + e$ führt jedes Produktionslevel zu dem selben Ergebnis von f_{DB} .

In Tabelle 2.1 sind ausserdem noch weitere Kennzahlen zur wirtschaftlichen Beschreibung der Kraftwerke angegeben, wie die Grenzkosten K^m und die variablen Durchschnittskosten bei P_{min} und P_{max} , nämlich K_{min}^{ds} und K_{max}^{ds} . Zur Bestimmung der Grenzkosten wird C_{prod} einfach nach P abgeleitet:

$$K^m := \frac{dC_{prod}(P_t, p_t, w)}{dP_t} = bw - e$$

Das endgültige Modell für die Deckungsbeitragsberechnung unter freier Bewirtschaftung, mit dem für GuD- und Gasturbinenkraftwerke nun weitergearbeitet wird, lautet also:

$$DB_{frei} = \max_{u_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t^* - (a + bP_t^*)w - eP_t^* - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) \quad (2.4.2)$$

s.t. :

$$u_t \in \Omega(x_t)$$

$X = \{-1, 1\}$ es existieren lediglich die Zustände: Kraftwerk ist hochgefahren und Kraftwerk ist heruntergefahren

$\Omega(x_t) = \{0, 1\}$ Die Menge der zulässigen Kontrollen u_t für den Zustand x_t ist aufgrund der bisher getroffenen Spezifizierungen in Abschnitt 2.4 nicht nur Teilmenge, sondern die komplette Menge $\{0, 1\}$, da man das Kraftwerk jederzeit ein und ausschalten, bzw. den bestehenden Zustand fortführen darf.

$g(x_s, u_s)$ Die Vereinfachungen der Systemdynamik 2.3.2 wurden ebenfalls bereits beschrieben und lautet:

$$g(x_t, u_t) = x_{t+1} = \begin{cases} 1 & \dots x_t \in \{-1, 1\}, u_t = 1 \\ 0 & \dots x_t \in \{-1, 1\}, u_t = 0 \end{cases} \quad (2.4.3)$$

$\kappa(x_t, u_t)$ Fixkosten, die im Betrieb unabhängig von der Produktionsmenge anfallen

$$\kappa(x_t, u_t) := \begin{cases} h & \dots x_t \in \{x^{cold}, \dots, x^{off}, 1, 2, \dots, x^{on}\} u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

$C_{opt}(x_t, u_t)$ optionale Kosten bestehen nur aus den Startkosten s

$$C_{opt}(x_t, u_t) = \begin{cases} s & \dots x_t = 0, u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

Unter Vorhaltung von Regelenergie berechnet sich der Deckungsbeitrag (wie breits in (2.3.12)) während des Produktzeitraumes, also im „must run“ Betrieb einfach durch:

$$DB_{res} = \sum_{t=1}^T p_t P_t^* - (a + bP_t^*)w - eP_t^* - h \quad (2.4.4)$$

Da sich der Produktzeitraum jedoch nicht über die komplette Woche erstreckt, sondern sich unter Teilnahme am Regelenergiemarkt must run Betrieb und freier Betrieb mehrmals abwechseln, muss man die beiden Modelle dementsprechend aneinanderreihen. Die Problematik liegt nun in den Anschlussstellen. Wegen der Kosten für das Hochfahren des Kraftwerks kann man die Modelle nicht getrennt voneinander betrachten. Den Zeitraum einer Woche betrachtend lautet das Modell also:

$$\begin{aligned} DB_{res}^W &= \max_{u_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t^* - (a + bP_t^*)w - eP_t^* - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) \quad (2.4.5) \\ &s.t. : \\ &u_t \in \Omega(x_t) \dots t \in T_F \\ &u_t = 1 \dots sonst \end{aligned}$$

T_F steht hierbei für die Menge aller Perioden innerhalb der Woche, in denen eine freie Bewirtschaftung des Kraftwerks möglich ist - hängt also davon ab, ob zur Hauptzeit oder zur Nebenzeit angeboten wird. 2.4.4 ist für die entsprechenden Zeiträume implizit in 2.4.5 enthalten.

Dampfkraftwerk

Für Dampfkraftwerke haben die Parameter die gleiche Gültigkeit wie bei GuD- und Gasturbinenkraftwerken. Der Parameter c der inversen Produktionsfunktion

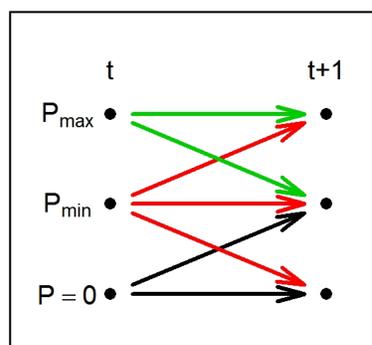
wurde ebenfalls auf Null gesetzt mit den bereits besprochenen Folgen, dass für das optimale Produktionsniveau zum Zeitpunkt t gilt:

$$P_t^* \in \{0, P_{min}, P_{max}\}$$

P_t^* wird nie einen Wert zwischen P_{min} und P_{max} annehmen. Der Unterschied zu vorherigem Abschnitt ist aber, dass es sich bei Dampfkraftwerken um eher langsam reagierende Anlagen handelt, was die Lastwechselgeschwindigkeit betrifft. Daher wurde von der Firma EVN vorgeschlagen, Begrenzungen der Lastwechselgeschwindigkeiten (sogenannte Ramping Constraints) in ihrer einfachsten Form einzuführen, wie auch in Abbildung 2.4.2 zu erkennen ist:

- wird zum Zeitpunkt t auf Niveau P_{max} produziert, so ist in $t + 1$ nur das Herunterfahren der Leistung auf P_{min} oder weiterhin Produktion auf dem Niveau P_{max} erlaubt, nicht jedoch das Ausschalten des Kraftwerks
- wird zum Zeitpunkt t auf Niveau P_{min} produziert, so ist in $t + 1$ das Hochregeln auf P_{max} , weiterführende Produktion auf P_{min} oder das Abschalten des Kraftwerks erlaubt.
- wird zum Zeitpunkt t nicht produziert, so ist in $t + 1$ nur das Weiterführen des abgeschalteten Zustands oder das Einschalten des Kraftwerks mit gleichzeitiger Produktion auf Niveau P_{min} erlaubt.

Abbildung 2.4.2: erlaubte Zustände von P_t



Das bisherige Modell muss nun folgendermaßen umgeschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 DB_{frei} &= \max_{u_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t(x_t, u_t) - (a + bP_t)w - eP_t(x_t, u_t) - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) \\
 &\quad - C_{opt}(x_t, u_t)] \\
 s.t. : & \\
 u_t &\in \Omega(x_t)
 \end{aligned} \tag{2.4.6}$$

X $X = \{0, 1, 2\}$, der Zustandsraum besteht nun aus drei Zuständen. 0 bedeutet keine Produktion, 1 bedeutet Produktionslevel P_{min} und im Zustand 2 wird auf Niveau P_{max} produziert

$u_t \in \{-1, 0, 1\}$ Kontrollvariable, $u_t = 0$ bedeutet das Kraftwerk im Zeitpunkt t in bestehendem Zustand weiterzuführen. Es wird wieder angenommen, dass sich die Kontrolle u_t sofort auswirkt. Diese Kontrolle kann in jedem Zustand gewählt werden. Mit $u_t = -1$ regelt man das Kraftwerk herunter (von Zustand $x_t = 2$) bzw. schaltet es aus (wenn $x_t = 1$). Unter der selben Logik funktioniert $u_t = 1$, in diesem Fall schaltet man das Kraftwerk ein (so man sich im Zustand $x_t = 0$ befindet) oder regelt es auf Zustand 2 hinauf (siehe auch Systemdynamik 2.4.7).

$\Omega(x_t) \subseteq \{0, 1\}$ Menge der zulässigen Kontrollen u_t im Zustand x_t

$$\Omega(x_t) = \begin{cases} \{0, 1\} & \dots x_t = 0 \\ \{-1, 0, 1\} & \dots x_t = 1 \\ \{-1, 0\} & \dots x_t = 2 \end{cases}$$

$g(x_t, u_t)$ Systemdynamik (Übertragungsfunktion): gibt den Zustand x_{t+1} an, wenn man zum Zeitpunkt t im Zustand x_t die Entscheidung u_t wählt

$$g(x_t, u_t) = x_{t+1} = \begin{cases} 0 & \dots x_t = 0, u_t = 0 \\ 1 & \dots x_t = 0, u_t = 1 \\ 0 & \dots x_t = 1, u_t = -1 \\ 1 & \dots x_t = 1, u_t = 0 \\ 2 & \dots x_t = 1, u_t = 1 \\ 1 & \dots x_t = 2, u_t = -1 \\ 2 & \dots x_t = 2, u_t = 0 \end{cases} \tag{2.4.7}$$

$C_{opt}(x_t, u_t)$ Ein- und Ausschaltkosten, von Zustand x_t und Kontrolle u_t abhängig

$$C_{opt}(x_t, u_t) = \begin{cases} s & \dots x_t = 0, u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

$\kappa(x_t, u_t)$ Fixkosten, die im Betrieb unabhängig von der Produktionsmenge anfallen

$$\kappa(x_t, u_t) = \begin{cases} 0 & \dots x_t = 0, u_t = 0 \\ h & \dots x_t = 0, u_t = 1 \\ 0 & \dots x_t = 1, u_t = -1 \\ h & \dots x_t = 1, u_t = 0 \\ h & \dots x_t = 1, u_t = 1 \\ h & \dots x_t = 2, u_t = -1 \\ h & \dots x_t = 2, u_t = 0 \end{cases}$$

$P_t(x_t, u_t)$ Produktionsniveau, abhängig von x_t und u_t

$$P_t(x_t, u_t) = \begin{cases} 0 & \dots x_t = 0, u_t = 0 \\ P_{min} & \dots x_t = 0, u_t = 1 \\ 0 & \dots x_t = 1, u_t = -1 \\ P_{min} & \dots x_t = 1, u_t = 0 \\ P_{max} & \dots x_t = 1, u_t = 1 \\ P_{min} & \dots x_t = 2, u_t = -1 \\ P_{max} & \dots x_t = 2, u_t = 0 \end{cases} \quad (2.4.8)$$

Dieses Modell sieht bezüglich der Schreibweise dem Modell für GuD- und Gasturbinenanlagen (Modell 2.3.1) sehr ähnlich, allerdings existieren grundlegende Unterschiede. Da hier die Produktionsniveaus die eigentlichen Zustände sind, und nicht die Betriebsdauer, kann man dieses Modell nicht einfach um Abkühlphasen oder Mindestbetriebsdauern erweitern. Außerdem ist solch eine Schreibweise nur möglich, weil für die inverse Produktionsfunktion $c = 0$ gilt und sich daher immer P_{min} oder P_{max} als optimales Produktionsniveau ergibt. Wegen der Ramping Constraints ist es auch nicht erlaubt, das Economic Dispatch Problem unabhängig vom Unit Commitment zu lösen und einfach P_t^* einzusetzen, da hier das Produktionsniveau zum Zeitpunkt t sehr wohl Einfluss hat auf das Produktionsniveau zum Zeitpunkt $t + 1$.

Der Deckungsbeitrag unter Vorhaltung von Regelleistung berechnet sich auf gleichem Wege, mit einem Unterschied in (2.4.8), dass bei positiver Reserveleistung der Zustand $x_t = 2$ nicht für das Produktionslevel P_{max} , sondern für $P_{max} - r^+$ steht. Für negative Regelleistung bedeutet $x_t = 1$ Produktionsniveau $P_{min} + r^-$. Über den Zeitraum einer Woche lautet das Modell:

$$\begin{aligned}
DB_{res}^W &= \max_{u_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t(x_t, u_t) - (a + bP_t)w - eP_t(x_t, u_t) - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) \\
&\quad - C_{opt}(x_t, u_t)] \\
&\text{s.t. :} \\
&u_t \in \Omega(x_t) \\
&x_t \in X \dots t \in T_F \\
&x_t \in \{1, 2\} \dots \text{sonst}
\end{aligned} \tag{2.4.9}$$

T_F ist wie in 2.4.5 zu verstehen. In den must run Zeiträumen ist natürlich der Zustand $x_t = 0$ nicht erlaubt.

Wasserspeicherkraftwerk

Die Modellierung dieses Typs erfolgt ebenfalls in leicht abgewandelter Form zur Herleitung in Abschnitt 2.3. Dieser Kraftwerkstyp zeichnet sich durch kurze Startzeiten und schnelle Lastwechsel aus, deswegen wird $P_{min} = 0$ gesetzt. Weiters benötigt die Turbine keinen durch diverse Verbrennungsprozesse erzeugten Dampf oder Gas, sondern funktioniert durch die mechanische Kraft des aus einem Stausee durch Rohrleitungen herabschnellenden Wassers. Durch diesen Grund fällt bei diesem Modell nun die Inverse Produktionsfunktion weg. Ausserdem wurden von der Firma EVN auch die Parameter für e und h auf Null gesetzt, es fallen also keine betriebsabhängigen Kosten an. Auch die Startkosten fallen weg, da für das Hochfahren des Kraftwerks einfach gesprochen nur die Schleusen geöffnet werden müssen. Von der ursprünglichen Deckungsbeitragsfunktion bleibt nur mehr $p_t P_t$ über.

Durch natürliche Zufluss füllt sich der Wasserspeicher wieder auf. Der Zufluss ist dabei begrenzt und auch jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen, d.h. man kann nicht beliebig Wasser verstromen sondern benötigt eine Strategie über einen Zeitraum von einem Jahr. Um das Modell hier allerdings so einfach wie möglich zu halten, wurde ein Wasserbudget W für eine Woche definiert, das man durch die Turbine laufen lassen kann. Die Menge W ist an ein typisches Speicherkraftwerk angelehnt und beträgt netto 7500 MWh. Netto bedeutet hier, dass eine Outputleistung von 7500 MWh erzeugt wird. Bei einem Turbinenwirkungsgrad von 88% beträgt das Wasserbudget also $7500/0,88 = 8523$ MWh brutto an potentieller Energie. Da P_{max} 150 MW ausmacht, kann man das Kraftwerk daher 50 h in der Woche unter Vollast betreiben. Man erkennt schnell, dass für diese einfache Deckungsbeitragsfunktion die Stromproduktion unter Vollast während der 50 Wochenstunden mit dem höchsten prognostizierten Strompreis, die optimale Strategie darstellt. Das Modell wird als lineares Optimierungsproblem angeschrieben:

$$\begin{aligned}
 DB_{frei} &= \max_{P_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t & (2.4.10) \\
 & \text{s.t. :} \\
 & A \mathbf{P} \leq \mathbf{l} \\
 & \mathbf{P} \geq 0
 \end{aligned}$$

A Matrix der Nebenbedingungen, $A \in \{0, 1\}^{(T+1) \times T}$

$$A := \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & & 0 \\ 0 & 0 & 1 & & \vdots \\ \vdots & & & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

\mathbf{P} Vektor der Produktionsniveaus, $\mathbf{P} \in \mathbb{R}^T$, $\mathbf{P} := (P_1, P_2, P_3, \dots, P_T)'$

\mathbf{l} Beschränkungen, $\mathbf{l} \in \mathbb{R}^T$, $\mathbf{l} := (W, P_{max}, P_{max}, \dots, P_{max})'$

Die erste Zeile in A multipliziert mit \mathbf{P} sorgt dafür, dass das Wasserbudget nicht überschritten wird und mit der Multiplikation der Zeilen 2 bis $T + 1$ mit \mathbf{P} ist gesichert, dass $P_t \leq P_{max}$ gilt. Durch die geforderte Nichtnegativitätsbedingung in (2.4.10) kann P_t auch nicht negativ werden.

Unter Vorhaltung von Regelenergie muss man die Nebenbedingungen von (2.4.10) anpassen. Für Vorhaltung positiver Reserveenergie gilt:

$$\begin{aligned}
 DB_{res} &= \max_{P_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t & (2.4.11) \\
 & \text{s.t. :} \\
 & A \mathbf{P} \leq \mathbf{l}_{pos} \\
 & \mathbf{P} \geq 0
 \end{aligned}$$

A, \mathbf{P} wie in (2.4.10)

\mathbf{l}_{pos} Vektor der Beschränkungen, $\mathbf{l}_{pos} \in \mathbb{R}^T$,

$$\begin{aligned}
 \mathbf{l}_{pos} &:= (W - k r^+, P_1, P_2, \dots, P_T)' \\
 P_t &= P_{max} \dots t \in T_F \\
 P_t &= P_{max} - r^+ \dots sonst
 \end{aligned}$$

k ist die Anzahl der Stunden, in denen über den Produktzeitraum positive Reserveleistung angeboten wird ($= T - |T_F|$). Bei dem Produkt HTpos wird von Montag bis Freitag jeweils von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr die Möglichkeit zum Abruf der Leistung verlangt, hier gilt also $k = 5 \cdot 12 = 60$ Stunden (für NTpos analog). Für diesen Zeitraum könnte r^+ vom Übertragungsnetzbetreiber vollkommen abgerufen werden, daher muss vorweg das Wasserbudget um diese potentielle Energie verringert werden, um es bei Bedarf verstromen zu können. Das maximale Niveau muss während der entsprechenden Zeitperioden auch auf $P_{max} - r^+$ angepasst werden, um das Kraftwerk auf Abruf hochregeln zu können. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber nicht komplette Menge kr^+ abrufen, verbleibt die Restmenge im Speicher. Es wird jedoch unterstellt, dass diese Restmenge keinen Einfluss auf das Wasserbudget der Folgewoche hat.

Für negative Reserveleistung gilt:

$$\begin{aligned}
 DB_{res} &= \max_{P_t} \sum_{t=1}^T p_t P_t & (2.4.12) \\
 &s.t. : \\
 &A \mathbf{P} \leq \mathbf{l} \\
 &I \mathbf{P} \geq \mathbf{l}_{neg}
 \end{aligned}$$

$A, \mathbf{P}, \mathbf{l}$ wie in (2.4.10)

I T - dimensionale Einheitsmatrix

\mathbf{l}_{neg} Vektor der mindestens zu produzierenden Menge je Stunde $\mathbf{l}_{neg} \in \mathbb{R}^T$,

$$\begin{aligned}
 \mathbf{l}_{neg} &:= (P_1, P_2, \dots, P_T)' \\
 P_t &= 0 \dots t \in T_F \\
 P_t &= r^- \dots sonst
 \end{aligned}$$

Zu jeder Stunde, in der negative Reserveenergie abgerufen werden könnte, muss das Kraftwerk natürlich mindestens r^- MW an Leistung produzieren, um bei Abruf herunterregeln zu können. Falls heruntergeregelt wird, bleibt am Ende des Produktzeitraums ein entsprechender Rest vom Wasserbudget übrig. Dieser Rest hat keinen Einfluss auf das Wasserbudget der Folgewoche.

Tabelle 2.1: Kraftwerksparameter

Eigenschaft	Einheit	Zeichen	GuD KW		Gasturbine			Dampfkraftwerk			SPKW
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Uran	Braunkohle	Steinkohle	Wasser		
Brennstoff											
Netto-Leistung max	MW	P_{max}	420	100	1000	1000	725	150			
Netto-Leistung min	MW	P_{min}	252	50	500	450	290	0			
Mindestleistung	%		60%	50%	50%	45%	40%	0%			
Netto-Wirkungsgrad max	%	η_{max}	50%	30%	30%	36%	38%				
Netto-Wirkungsgrad min	%	η_{min}	45%	27%	27%	32%	34%				
Inverse Produktionsfunktion											
a		a	140	37	370	253	141				
b		b	1,67	2,96	2,96	2,53	2,44				
c		c	0	0	0	0	0				
Turbinenwirkungsgrad	%									88%	
Wasserbudget netto	MWh/Woche	W								7500	
Brennstoffkosten	EUR/MWh		27,8	27,8	8,0	5,4	11,3				
CO ₂ Kosten	EUR/MWh		1,3	1,3	0	2,7	2,3				
Summe	EUR/MWh	w	29,1	29,1	8,0	8,1	13,6				
Zusatzkosten el. Erzeugung	EUR/MWh	e	0,5	0,5	2,0	1,5	1,5	0			
Zusatzkosten pro Stunde	EUR/h	h	420	100	1000	1000	725	0			
Startkosten	EUR/Start	s	42000	10000	100000	100000	72500	0			
Grenzkosten	EUR/MWh	K^m	49,0	86,7	25,7	21,8	34,6				
ds. var. Erzeugungskosten bei Pmax	EUR/MWh	K_{max}^{dv}	58,7	97,5	28,7	23,9	37,2				
ds. var. Erzeugungskosten bei Pmin	EUR/MWh	K_{min}^{dv}	65,2	108,3	31,6	26,4	41,2				

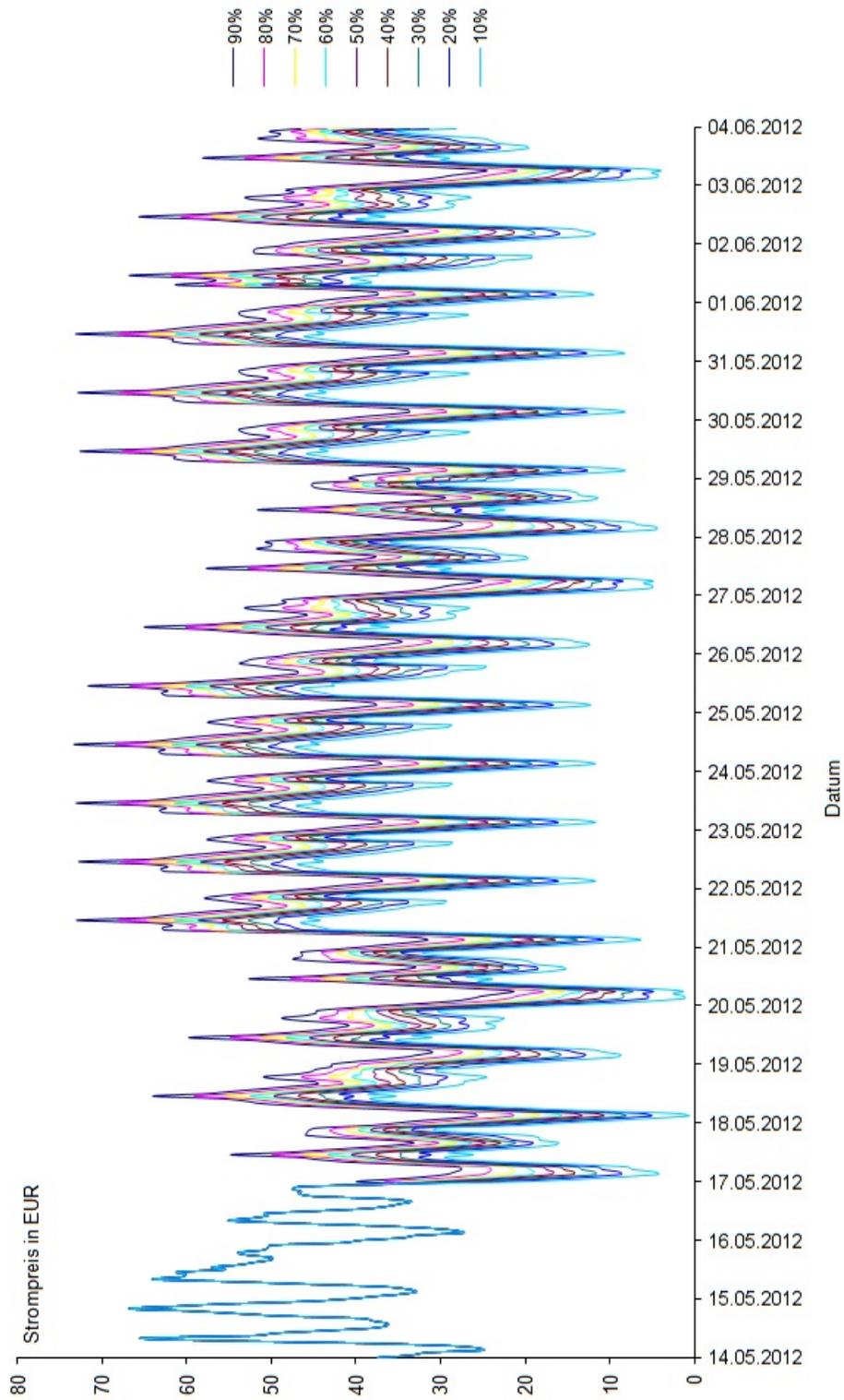
2.5 Strompreisdaten

Die in Abbildung 2.5.1 ersichtlichen Strompreise am Spotmarkt wurden von der Firma EVN prognostiziert und für diese Arbeit zur Verfügung gestellt. Beim ersten Datenpunkt handelt es sich um den durchschnittlichen Spotpreis am 14. Mai von 0:00 bis 0:59 Uhr, beim letzten um den prognostizierten Spotpreis vom 3. Juni 2012, 23:00 bis 23:59 Uhr. Die Daten umfassen also eine Zeitspanne von 3 Wochen (Kalenderwoche 20 bis 22, 2012), auf stündlicher Basis. Bis zum 16. Mai 23:59 Uhr wurde jeweils nur ein Wert pro Stunde geliefert, es handelt sich hierbei um die tatsächlichen Spotmarktpreise. Für die restlichen Zeitpunkte wurden Preise zwecks Prognose simuliert. Aus der Menge der simulierten Trajektorien wurden je Zeitpunkt eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Preise geschätzt und die 10% - Quantile (Dezile) dieser Verteilung je Zeitpunkt angegeben. Somit wurden ab 17. Mai 0:00 Uhr neun Preise geliefert.

Der euklidische Abstand zwischen Dezilen ist immer symmetrisch um den Median (50% Quantil, Q^{50}). Beispielsweise entspricht zum Zeitpunkt t die Differenz von Q_t^{10} und Q_t^{20} der Differenz von Q_t^{80} und Q_t^{90} , die Differenz $Q_t^{20} - Q_t^{30}$ entspricht $Q_t^{70} - Q_t^{80}$ usw.

Dass der Zeitraum der Daten drei Wochen überdeckt, ist kein Zufall. Die Berechnung der Opportunitätskosten O_1 soll für kalorische Kraftwerke nämlich für die mittlere Woche erfolgen, die erste und dritte Woche sollen nur als „Einschwingphasen“ dienen, um so Problemen mit der Wahl des Anfangs- und Endbetriebszustand des Kraftwerks entgegenzutreten. Der Betriebszustand am Anfang einer Periode, in der man Reserveenergie bereitstellt, ist immer „on“. Unter freier Bewirtschaftung kann das Kraftwerk zum selben Zeitpunkt jedoch ein- als auch ausgeschaltet sein, je nachdem was für die gesamtheitliche Optimierung über den Zeitraum von drei Wochen am günstigsten ist. Das gleiche gilt für den Zustand am Ende einer Periode. Bei Wasserspeicherkraftwerken ist durch das Vorgeben des Wasserbudgets und der schnellen Lastwechselfähigkeit, die keine Kosten verursacht, im Gegensatz zu kalorischen Kraftwerken keine „Einschwingphase“ nötig. Daher werden hier zur Berechnung von O_1 nur die Daten der zweiten Woche verwendet.

Abbildung 2.5.1: Strompreisdaten



Kapitel 3

Unit Commitment

In diesem Kapitel wird die optimale Einsatzplanung (Unit Commitment) der Kraftwerke, unter Einhaltung aller bisher erwähnten Rahmenbedingungen, durchgeführt. Dazu kann es notwendig sein, die Modelle auf eine bestimmte Form zu bringen, um sie numerisch lösen zu können. Danach werden die aus der Optimierung resultierenden Daten wie Deckungsbeiträge und Opportunitätskosten interpretiert.

3.1 Optimale Fahrpläne für GuD- und Gasturbinenkraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Berechnung der Opportunitätskosten O_1 für kalorische Kraftwerke anhand historischer Daten durchgeführt. Dafür muss der Deckungsbeitrag in Modell 2.4.2 und 2.4.4 über den Zeitraum der drei Referenzwochen durchgerechnet und voneinander abgezogen werden. Bei dem Modell für DB_{frei} handelt es sich um einen mehrstufigen Entscheidungsprozess. Eine Entscheidung hat also nicht nur momentanen Einfluss, sondern wirkt sich in der Folge auch auf spätere Zeitpunkte aus. Wenn sich beispielsweise das Kraftwerk zum Zeitpunkt t in Betrieb befindet, können zur selben Zeit die Spotmarktpreise so niedrig sein, dass ein Herunterfahren die ideale Entscheidung für diesen Moment darstellt. Nun ist aber zu beachten, dass im Zeitpunkt $t + 1$ die Produktion auf dem Niveau von P_{max} den größten Nutzen generieren könnte. Dazu müsste man das Kraftwerk unter Verursachung der Startkosten erst wieder hochfahren. Es kann also durchaus passieren, dass die Stromproduktion zum Zeitpunkt t trotz Erwirtschaftung von Verlust durchaus sinnvoll ist, wenn man sich im Gegenzug die Kosten für das Hochfahren in der kommenden Stunde erspart. Diese Dynamik setzt sich, wenn man einen bestimmten Zeitpunkt t betrachtet, immer bis zum Ende der Betrachtungsperiode fort. Es gilt nun Entscheidungen zu treffen, die nicht unbedingt momentan, aber in Bezug auf den Gesamtnutzen das beste

Ergebnis liefern. Um unter Berücksichtigung dieser Dynamik ein Optimum berechnen zu können, wurde hier die Bellman'sche Rekursion angewandt (vgl. [5], [4]). Dazu muss Modell 2.4.2 erst als rekursives System von Bellman Gleichungen umgeschrieben werden.

Die Bellman-Rekursion lautet:

$$\begin{aligned}
 F_{T+1}(x_{T+1}) &= 0 \\
 F_t(x_t) &= \max_{u_t} (p_t P_t^* - (a + bP_t^*)w - eP_t^* - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) + F_{t+1}(g(x_t, u_t))) \\
 &\quad s.t. : \\
 &\quad u_t \in \Omega(x_t) \\
 &\quad x_{t+1} = g(x_t, u_t)
 \end{aligned}$$

$F_t(x_t)$ Wertefunktion, bestimmt den Optimalen Wert zum Zeitpunkt t im Zustand x_t , wenn alle nach folgenden Entscheidungen optimal getroffen wurden im Sinne des Gesamtnutzens während der Zeitperiode t bis T .

$F_{T+1}(x_{T+1}) = 0$ Restwertfunktion, gibt an, welchen Wert man dem Endzustand beimisst, der sich durch die Entscheidung u_t ergibt. $F_{T+1}(x_{T+1}) = 0, \forall x_{T+1} \in \{-1, 1\}$ bedeutet, dass die Art des Zustandes am Anfang der Periode $T + 1$, also x_{T+1} , weder positiven noch negativen Nutzen liefert.

$\Omega(x_t) = \{0, 1\}$ zulässige Kontrollen

$g(x_t, u_t)$ Systemdynamik

$$g(x_t, u_t) = x_{t+1} = \begin{cases} 1 & \dots x_t \in \{-1, 1\}, u_t = 1 \\ -1 & \dots x_t \in \{-1, 1\}, u_t = 0 \end{cases} \quad (3.1.1)$$

$C_{opt}(x_t, u_t)$ optionale Kosten

$$C_{opt}(x_t, u_t) = \begin{cases} s & \dots x_t = -1, u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

$\kappa(x_t, u_t)$ Fixkosten, die im Betrieb unabhängig von der Produktionsmenge anfallen

$$\kappa(x_t, u_t) := \begin{cases} h & \dots x_t \in \{-1, 1\} u_t = 1 \\ 0 & \dots sonst \end{cases}$$

Um diese Rekursion zu lösen, wurden in dem Statistikpaket R Funktionen implementiert, die die optimale Entscheidung je Zeitpunkt und Zustand, den optimalen Fahrplan je Anfangszustand und den Deckungsbeitrag als Output zurückgeben. Inputparameter sind die bereits beschriebenen kraftwerksspezifischen Kennzahlen wie a , b , e , h , s , w , P_{max} , P_{min} , aber auch Spotpreisprognose, Produkttyp und die Menge der vorgehaltenen Regelenergie r^+ oder r^- . In den folgenden Grafiken sind die optimalen Fahrpläne zu sehen. Um jedoch ein gewisses Maß an Übersichtlichkeit zu bewahren, wurde nur Kalenderwoche 21 abgebildet, die Optimierung hat natürlich über den Zeitraum von drei Wochen stattgefunden. Als Spotpreisprognose wurde das 50% Quantil verwendet. Positive und negative Regelleistung wurden immer getrennt vorgehalten und zwar in der Größenordnung von 10% der Maximalleistung P_{max} .

In Abbildung 3.1.1 ist in roter Farbe der optimale Fahrplan eines wie in Tabelle 2.1 parametrisierten Gas- und Dampf Kombikraftwerks zu erkennen unter den Restriktionen der Produkteigenschaften HT Pos, HT Neg, NT Pos und NT Neg. Vergleichend dazu wurde jeweils der optimale Fahrplan unter freier Bewirtschaftung, d.h. ohne Vorhaltung von Regelenergie geplottet (schwarze Farbe). Man erkennt gut, dass der Algorithmus das Kraftwerk „zwingt“, in den jeweiligen Regelproduktperioden Energie zu produzieren („must run“). Unter Vorhaltung von positiver Reserveleistung darf P_{max} nicht voll ausgeschöpft, sondern nur bis zu einem Niveau von $P_{max} - r^+$ produziert werden (das entspricht 378 MW). Unter Bereitstellung negativer Reserveleistung muß mindestens eine Leistung von $P_{min} + r^-$ erzeugt werden (294 MW), um bei Bedarf um maximal r^- MW herunterregeln zu können.

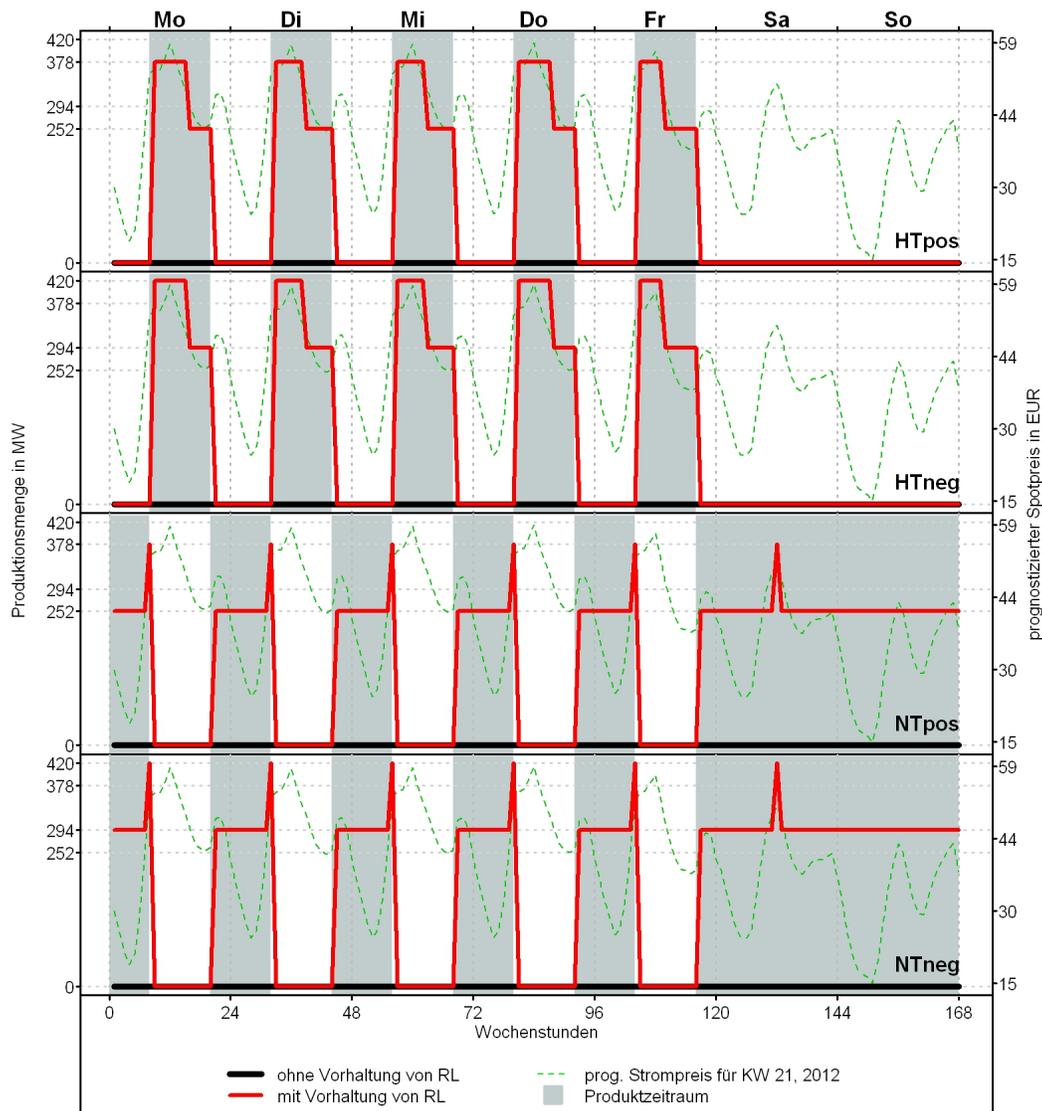
Der Fahrplan unter freier Bewirtschaftung ist konstant Null. Das hat mit dem relativ teuren Brennstoff zu tun. Aufgrund der Brennstoffkosten und der Parameter der inversen Produktionsfunktion macht man auf dem Niveau P_{max} erst Gewinn, wenn der Strompreis über 59,8 EUR klettert.

$$\begin{aligned} (p_t - bw - e)P_{max} - aw - h &> 0 \\ \frac{aw + h}{P_{max}} + bw + e &< p_t \\ \frac{140 \cdot 29,1 + 420}{420} + 1,67 \cdot 29,1 + 0,5 &< p_t \\ 59,8 &< p_t \end{aligned}$$

Dieses Preislevel wird aber nur ganz kurz erreicht, nämlich am Montag, Dienstag und Mittwoch, jeweils für ein bis zwei Stunden. Weil auch die Startkosten mit 42000 EUR zu Buche schlagen, reichen diese kurzen Hochpreisphasen nicht aus, um mehr Deckungsbeitrag zu erwirtschaften als das Hochfahren an Startkosten verschlingt. Somit ist die optimale Strategie, das Kraftwerk unter dieser dreiwöchigen Preisprognose erst gar nicht einzuschalten. Unter Vorhaltung von

Regelenergie ist es ab einem Spotpreis von 49,1 EUR vorteilhaft, auf maximalem Niveau zu produzieren ($p_t - bw - e > 0 \Rightarrow p_t > 49,1$, siehe Fall 2, Abbildung 2.4.1), darunter sollte man das minimal erlaubte Niveau wählen, auch wenn in beiden Fällen möglicherweise kein Gewinn erzielt, sondern einfach der Verlust minimiert wird. Das erklärt die jeweiligen Lastwechsel im „must run“ Betrieb, die in diesem Modell ja nicht mit Kosten verbunden sind.

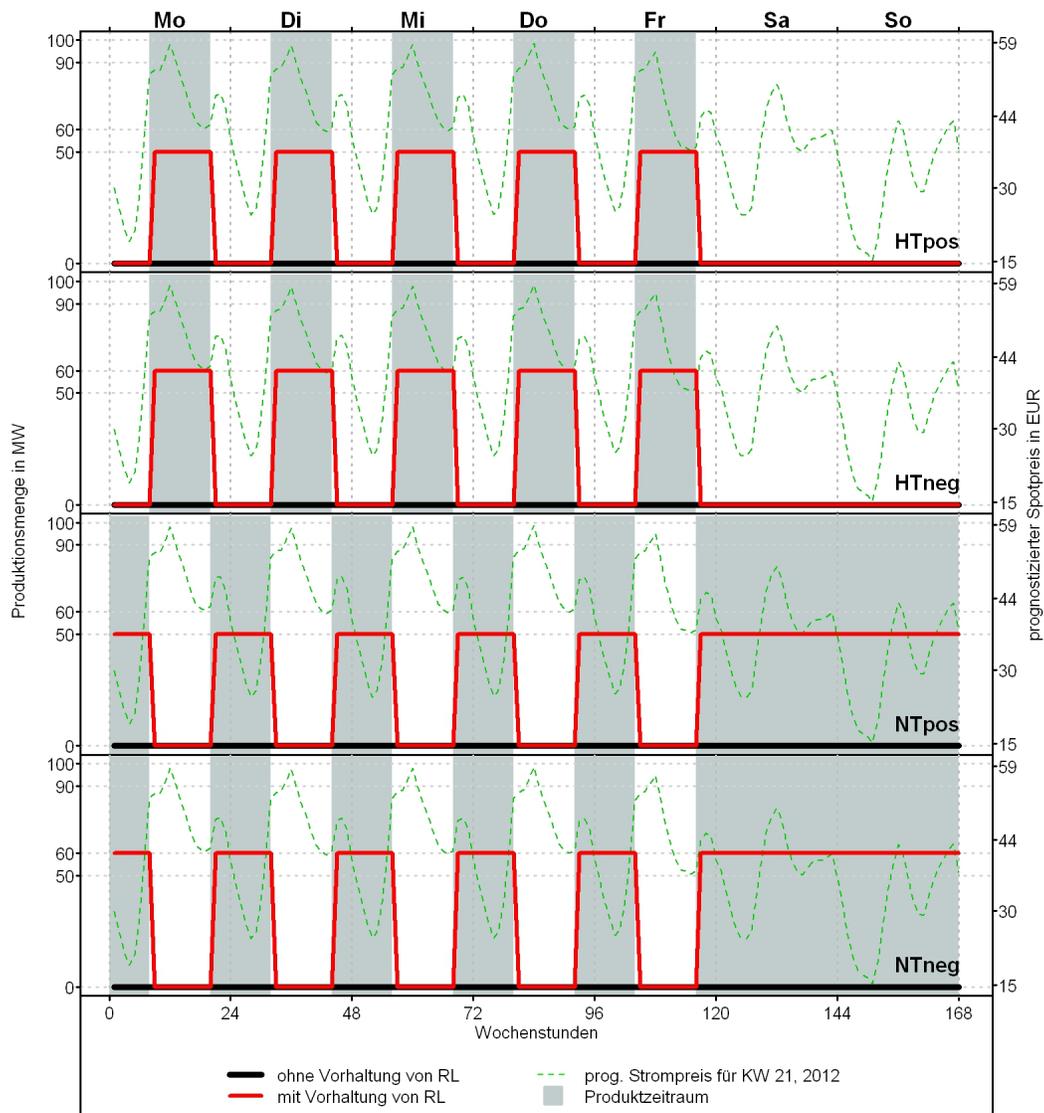
Abbildung 3.1.1: Optimale Fahrpläne GuD Kraftwerk



In Abbildung 3.1.2 sind die Fahrpläne eines Gasturbinenkraftwerks zu sehen. Auch hier ist aufgrund der Höhe des Brennstoffpreises und der Parameter a , aber vor allem b die Optimale Strategie, das Kraftwerk nicht einzuschalten. Man erkennt auch, dass unter Vorhaltung von Reserveenergie immer das minimal

mögliche Produktionslevel gewählt wurde. Das rührt daher, dass während des Betriebes (also Startkosten ganz außer acht gelassen) ein Spotpreis von 86,6 EUR benötigt wird, um bei P_{max} (bzw. $P_{max} - r^+$) besser gestellt zu sein als bei P_{min} (bzw. $P_{min} + r^-$). Das bedeutet, die Steigung der Geraden des Deckungsbeitrages gegeben dem Produktionsniveau – wie in Abbildung 2.4.1 gezeigt – wäre ab einem Preis von rund 86,6 EUR positiv. Insgesamt würde man bei maximalem Produktionsniveau erst ab einem Spotpreis 98,4 EUR einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.

Abbildung 3.1.2: Optimale Fahrpläne Gasturbine



3.2 Optimale Fahrpläne für Dampfkraftwerke

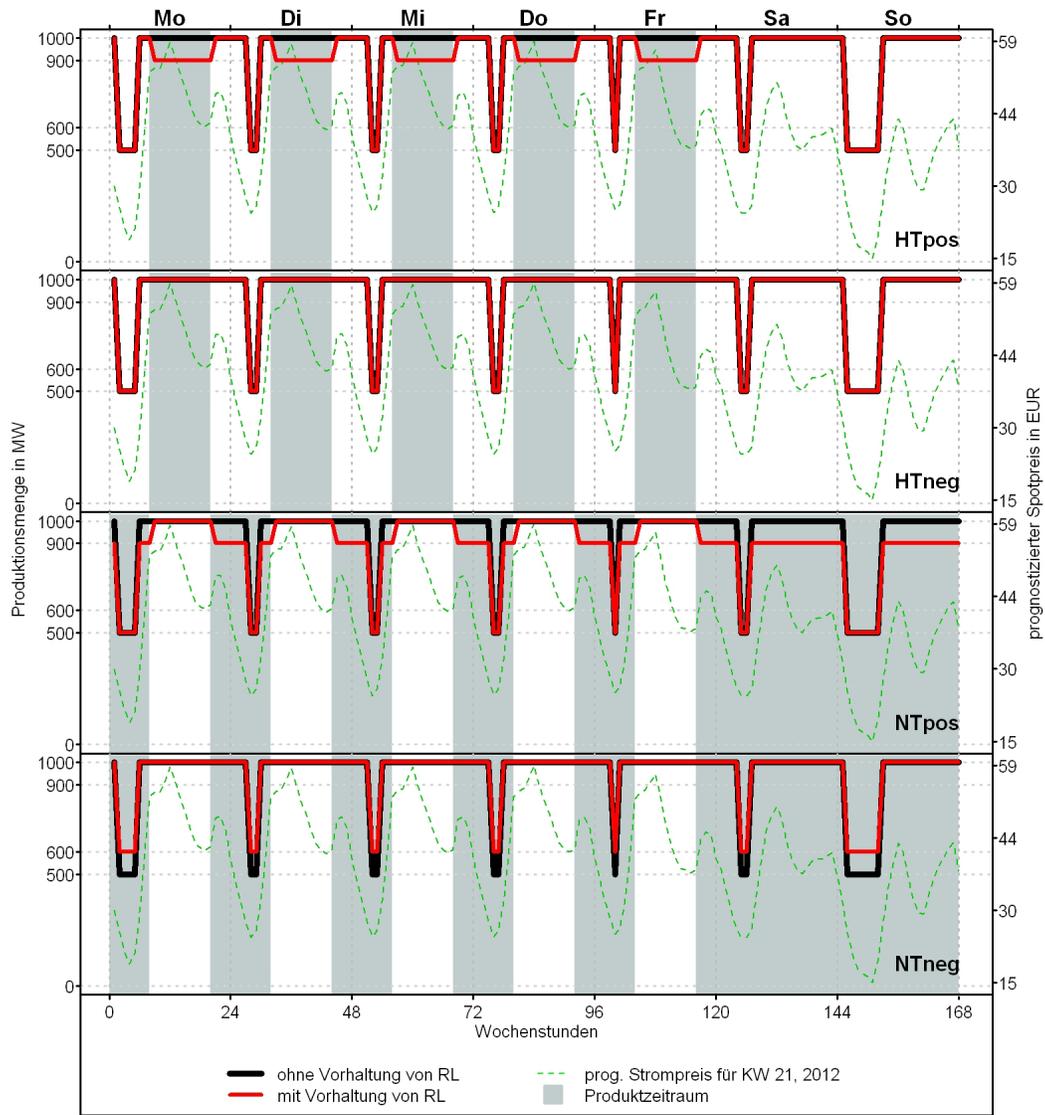
Für die eher langsam reagierenden Dampfkraftwerke muss Modell 2.4.6 ebenfalls in eine Bellman Rekursion umgeschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 F_{T+1}(x_{T+1}) &= 0 \\
 F_t(x_t) &= \max_{u_t} (p_t P_t(x_t, u_t) - (a + b P_t(x_t, u_t))w - e P_t(x_t, u_t) - \kappa(x_t, u_t) - C_{opt}(x_t, u_t) + F_{t+1}(g(x_t, u_t))) \\
 &\text{s.t. :} \\
 &u_t \in \Omega(x_t) \\
 &x_{t+1} = g(x_t, u_t)
 \end{aligned}$$

$\Omega(x_t)$, $g(x_t, u_t)$, $C_{opt}(x_t, u_t)$, $\kappa(x_t, u_t)$ und $P_t(x_t, u_t)$ sind wie in Modell 2.4.6 definiert. Auch hier wurde die Rekursion in R implementiert, mit den selben Inputparametern als Funktionsargumente und dem gleichen Output wie für GuD- und Gasturbinenanlagen.

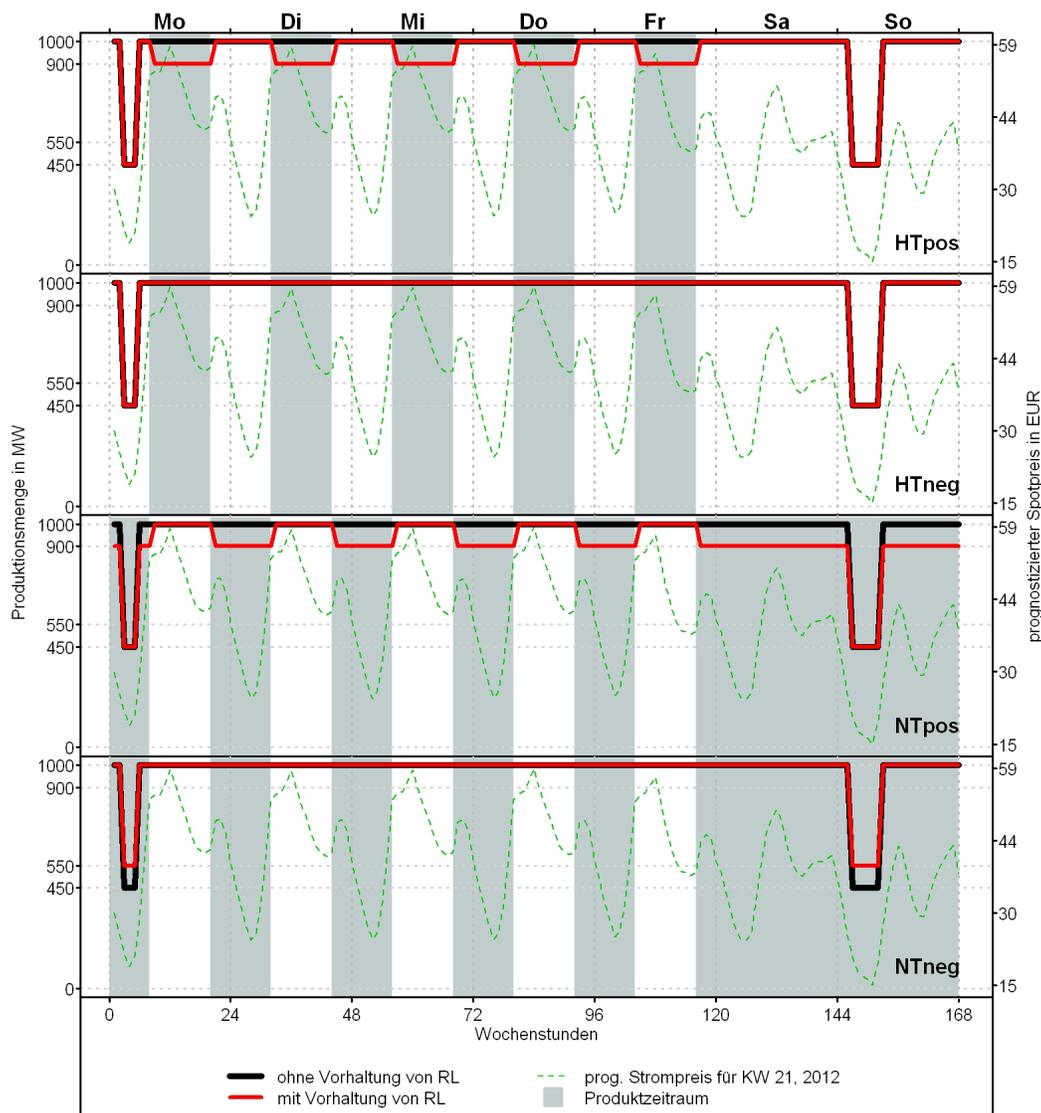
Abbildung 3.2.1 zeigt die optimale Strategie eines mit Uran betriebenen Dampfkraftwerkes. Durch die gewählte Parametrisierung erreicht man bereits ab einem Spotpreis von 27,1 EUR bei P_{max} einen positiven Deckungsbeitrag in der jeweiligen Periode. Da die Startkosten mit 100.000 EUR pro Hochfahren des Kraftwerks relativ hoch angesetzt wurden, wird der Betrieb während Zeiträumen mit einem Spotpreis unter 27,1 EUR weitergeführt und der Verlust bis zu einem gewissen Grad akzeptiert werden, weil man sich dadurch nachfolgend die Startkosten erspart. Deshalb ist es auch nicht überraschend, dass die beiden Fahrpläne mit und ohne Vorhaltung, bis auf die Restriktionen während des Lieferzeitraums, deckungsgleich verlaufen. Eine spezielle Eigenschaft dieses Modells ist, dass man unter den hier bestehenden Lastwechselbeschränkungen auf dem Niveau P_{max} bereits eine Stunde im Vorhinein die Entscheidung treffen muss, ob das Kraftwerk heruntergefahren werden soll oder nicht. In so einem Fall kann während des Betriebes P_{min} bevorzugt werden, obwohl man auf dem Level P_{max} einen höheren Deckungsbeitrag erwirtschaften würde, da das Herunterregeln auf P_{min} notwendigerweise erfolgen muß um in der Folgestunde das Kraftwerk vollständig herunterfahren zu können. Die selbe Logik gilt auch für das Hochregeln des Kraftwerks vom Zustand $x_t = 0$ auf $x_{t+2} = 2$.

Abbildung 3.2.1: Optimale Fahrpläne UKW



In Abbildung 3.2.2 ist die optimale Strategie für mit Braunkohle betriebene Dampfkraftwerke zu sehen. Der bereits bei Uran-Dampfkraftwerken beschriebene Effekt der Überlagerung beider Fahrpläne kommt hier ebenfalls stark zum Ausdruck. Bei P_{max} wird schon ab einem Spotpreis von 25,0 EUR ein positiver Deckungsbeitrag erzielt, daher verlaufen die Fahrpläne fast ausschließlich auf maximalem Produktionsniveau.

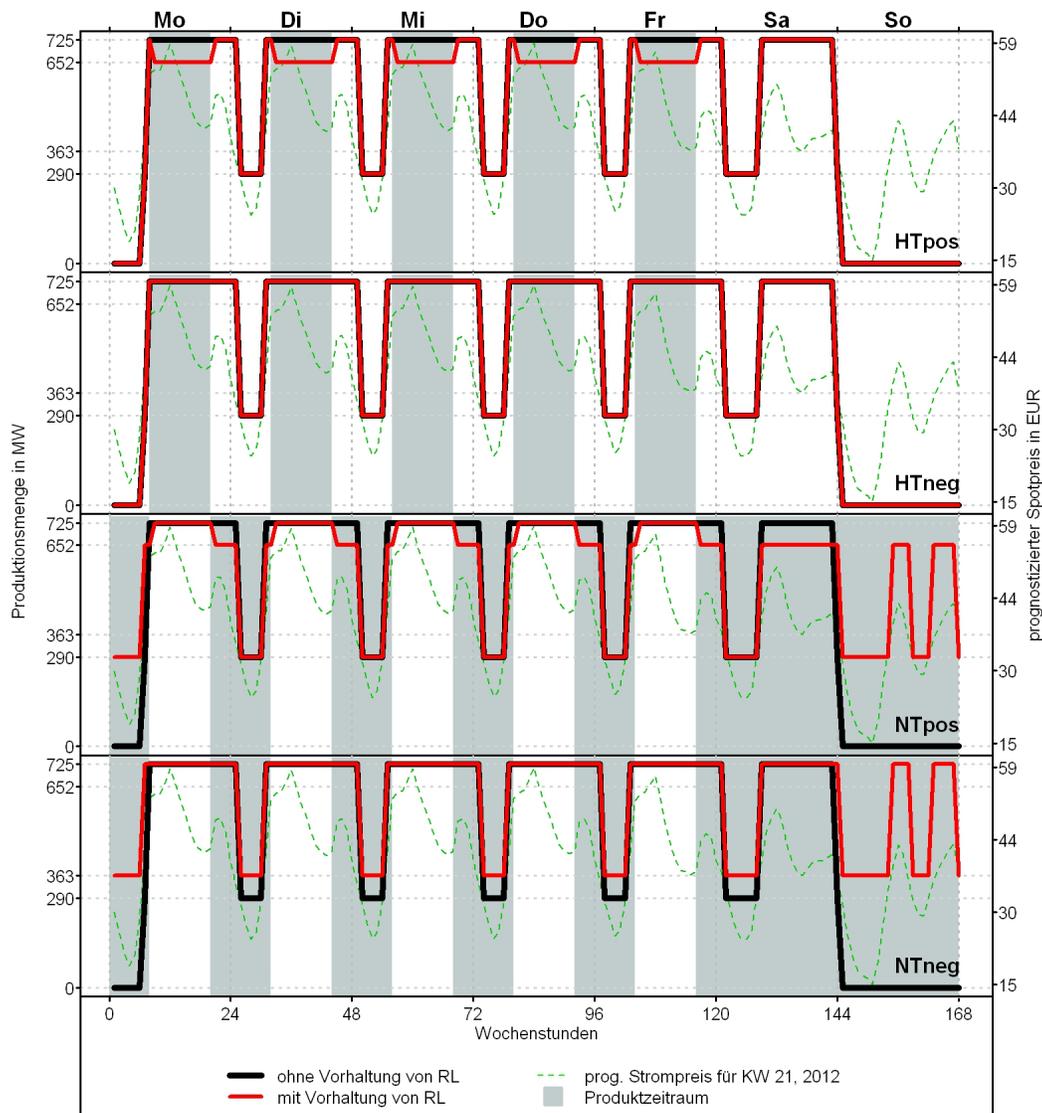
Abbildung 3.2.2: Optimale Fahrpläne Braunkohle KW



Die optimalen Fahrpläne eines Steinkohle-Dampfkraftwerkes ist in Abbildung 3.2.3 dargestellt. Im Gegensatz zu den beiden davor beschriebenen Kraftwerken, denen das selbe Modell, jedoch mit anderer Parametrisierung zugrunde liegt, wird hier während längerer Niedrigpreisphasen kein Strom produziert. Da die

geringsten Preisprognosen montag Nachts und sonntags auftreten, wird unter den Produkten HTpos und HTneg während diesen Zeiträumen das Kraftwerk heruntergefahren - trotz der beträchtlichen Startkosten von 725.000 EUR die anfallen, wenn man das Kraftwerk in der Folge wieder hochfahren will. In den verpflichteten Vorhaltezeiten der Produkte NTpos und NTneg befindet sich das Kraftwerk während der Niedrigpreisphase am Sonntag im „must run“ Betrieb. Ab einem Preis von 34,7 EUR ist es besser, P_{max} zu wählen als P_{min} (Steigung der Deckungsbeitragsfunktion ist positiv, siehe: Abbildung 2.4.1, Fall 2) – das erklärt die Lastwechsel.

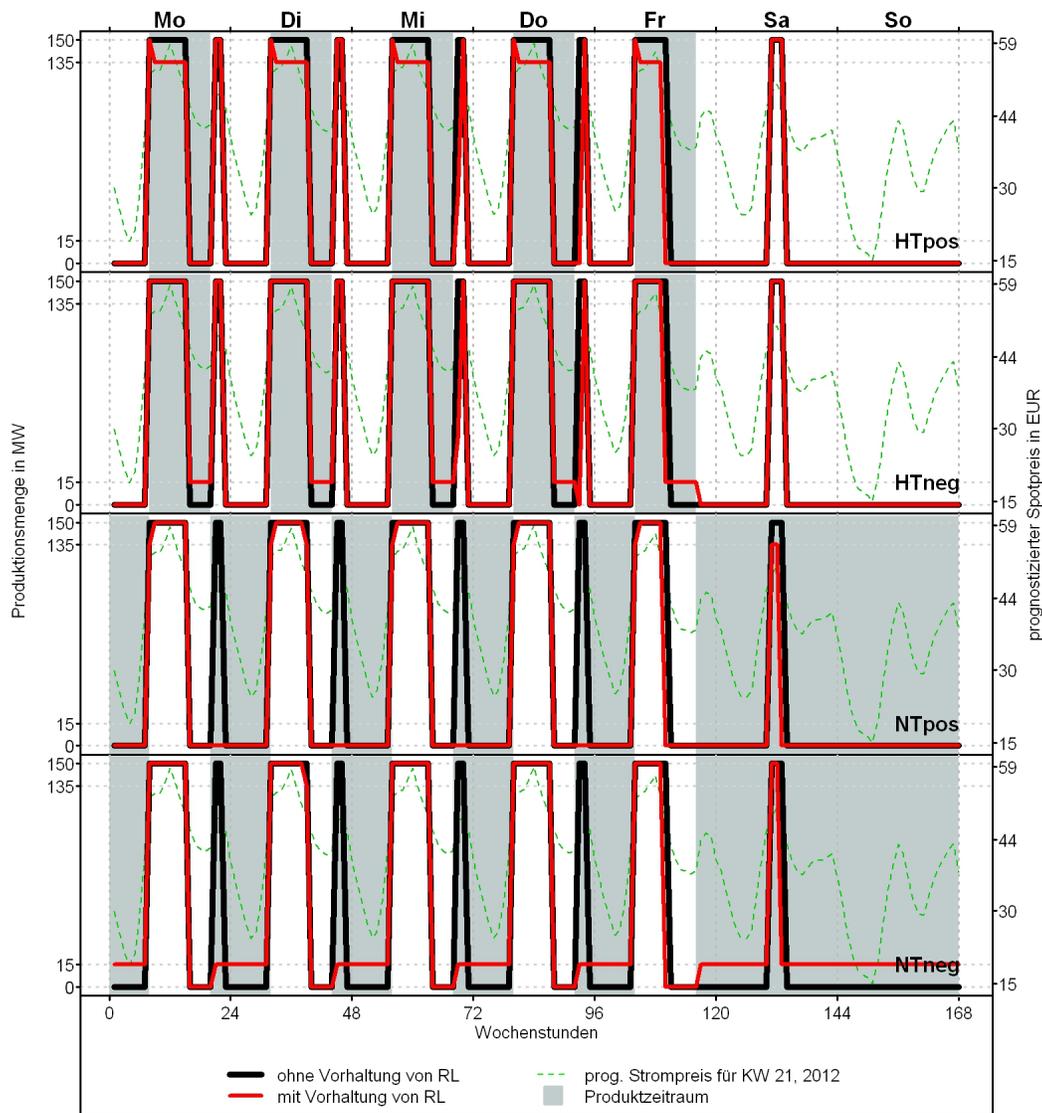
Abbildung 3.2.3: Optimale Fahrpläne Steinkohle KW



3.3 Optimale Fahrpläne für Wasserspeicherkraftwerke

Das Modell 2.4.10 liegt bereits als lineares Optimierungsproblem vor, daher kann man zur Durchführung der Berechnungen sofort die entsprechenden Parameter einsetzen, ohne das Problem vorher in eine Bellmanrekursion umformulieren zu müssen. Um das lineare Problem zu lösen, wurde in R eine Funktion implementiert, die den Solver „simplex“ aus dem Package „boot“ verwendet.

Abbildung 3.3.1: Optimale Fahrpläne Wasserspeicherkraftwerk



Man erkennt in Abbildung 3.3.1, dass aufgrund der simplen Form der Deckungsbeitragsfunktion das Wasserbudget schlicht an den Zeitpunkten mit den höchsten

Spotpreisprognosen „verstromt“ wird. Für NTpos und NTneg wird im Verhältnis zur Hauptzeit spürbar mehr Wasserbudget für die Erfüllung der aus den Lieferverpflichtung entstandenen Restriktionen verwendet. Somit wird auch der optimale Fahrplan ohne Vorhaltung von Regelleistung nicht mehr so gut nachgebildet, was gut zu sehen ist am Beispiel NTpos, während der Wochenstunden 20 bis 23, 44 bis 47 usw.

3.4 Deckungsbeiträge und Opportunitätskosten O_1

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Deckungsbeiträge und anschließende die Opportunitätskosten O_1 diskutiert, die durch die Optimierung mit und ohne Vorhaltung von Reserveenergie entstanden. Dabei wird das Unit Commitment nicht nur für die mittlere Preisprognose Q^{50} , sondern für alle Preistrajektorien durchgeführt.

In Tabelle 3.1 sind die Deckungsbeiträge in EUR aufgelistet, die das jeweilige Kraftwerk unter freier Bewirtschaftung und unter den angegebenen Preistrajektorien erwirtschaftet. Die Werte beziehen sich nur auf die Kalenderwoche 21.

Tabelle 3.1: Deckungsbeiträge ohne Vorhaltung

DB	Uran	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	SPKW
Q90	3.544.835	4.317.064	1.529.177	0	0	469.832
Q80	2.957.810	3.726.719	1.127.889	0	0	443.866
Q70	2.539.180	3.303.087	819.883	0	0	425.316
Q60	2.185.840	2.944.578	626.936	0	0	409.472
Q50	1.860.200	2.613.319	453.012	0	0	394.658
Q40	1.547.395	2.284.723	300.527	0	0	379.844
Q30	1.178.985	1.946.017	158.645	0	0	364.017
Q20	861.670	1.562.059	3.757	0	0	345.610
Q10	457.115	1.023.185	0	0	0	320.538
Mittelwert	1.903.670	2.635.639	557.758	0	0	394.795

Die absolute Höhe des Deckungsbeitrags kann, wegen unzureichender Kenntnis betriebswirtschaftlicher Kennzahlen der jeweiligen Kraftwerkstypen, vom Autor dieser Diplomarbeit nicht interpretiert werden. Über die Verhältnisse der Deckungsbeiträge zueinander lassen sich aber sehr wohl Aussagen treffen. Man erkennt, dass die drei Dampfkraftwerke mit Abstand die höchsten Deckungsbeiträge liefern. Und das, obwohl sie gegenüber den restlichen Typen durch die Einschränkung der Lastwechselgeschwindigkeit stärkeren Restriktionen unterworfen sind und gegenüber dem Wasserspeicherkraftwerk durch C_{prod} und C_{opt} auch Kostenfaktoren in der Deckungsbeitragsfunktion enthalten.

Unter den Dampfkraftwerken hat jenes, das mit Braunkohle befeuert wird, die höchsten Deckungsbeiträge. Dies liegt an den günstigen Kosten des Brennstoffs und an den Parametern a und b , die dazu führen, dass bereits ab einem Spotpreis von 25,0 EUR positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird - wie im vorigen Abschnitt beschrieben wurde.

GuD- und Gasturbinenkraftwerk werden, unter allen betrachteten Preisprognosen, optimalerweise überhaupt nicht erst eingeschaltet. Selbst in der Hochpreisprognose Q^{90} , die Preisspitzen über 70 EUR/MWh vorhersagt, werden die Anlagen kein einziges mal hochgefahren. Bei dem Gasturbinenkraftwerk ist das verständlich, wurde hier ja gezeigt, dass auf dem Niveau P_{max} erst ab einem Preis von 98,4 EUR/MWh Gewinn erzielt wird. Eine GuD - Anlage erwirtschaftet allerdings bereits ab einem Spotpreis von 59,8 EUR einen positiven Deckungsbeitrag. Allerdings reichen die Preisspitzen von über 70 EUR/MWh zeitlich nicht aus, um die Kosten für das Hochfahren von 42.000 EUR zumindest zu egalisieren. Wenn man eine Preisphase von 70 EUR/MWh zugrundelegt, muss diese Phase rund zehn Stunden am Stück andauern, um auf dem Level P_{max} einmal die Startkosten zu verdienen:

$$\begin{aligned}
 D((p_t - bw - e)P_{max} - aw - h) &> 42.000 \\
 \frac{42.000}{(p_t - bw - e)P_{max} - aw - h} &< D \\
 \frac{42.000}{(70 - 1,76 \cdot 29,1 - 0,5) \cdot 420 - 140 \cdot 29,1 - 420} &< D \\
 9,8 &< D
 \end{aligned}$$

D steht hier für die Dauer in Stunden. Das Gasturbinen- und das GuD-Kraftwerk werden in der Praxis oft als Spitzenlastkraftwerke betrieben, d.h. sie sind auf hohe Strompreise angewiesen, um wirtschaftlich positiv geführt werden zu können. Jedoch ist aufgrund der Resultate zu hinterfragen, ob die gewählte Parametrisierung nicht zu konservativ gewählt wurde.

Wie nicht anders zu erwarten war, führt ganz allgemein eine höhere Preisprognose auch zu einem höheren Deckungsbeitrag, da sich die Preistrajektorien nie überschneiden. Somit erzielt die Optimierung beispielsweise mit Q^{50} mindestens so gute Ergebnisse wie mit Q^{40} . Der Mittelwert in Tabelle 3.1 ist als arithmetisches Mittel je Spalte zu verstehen und nicht als Resultat der Optimierung mit den Mittelwerten der Preisprognosen (dieser wäre aufgrund der Daten exakt Q^{50}). Der Mittelwert liegt nahe am Deckungsbeitrag für die Preistajektorie Q^{50} , ist jedoch immer etwas größer.

Vom Deckungsbeitrag müssen die produktionsunabhängigen Fixkosten abgezogen werden, um letztendlich den Gewinn zu erhalten und somit Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ziehen zu können. Dies ist mit den absoluten

Zahlen nicht möglich, daher sind in den weiteren Tabellen die Opportunitätskosten O_1 je Produkt, Kraftwerk und Preistrajektorie dargestellt. Beginnend mit Tabelle 3.2 sind die Opportunitätskosten unter Vorhaltung positiver Regelleistung zur Hauptzeit abgebildet. Als Höhe der angebotenen Reserveleistung wurde für jedes Kraftwerk zehn Prozent seiner Maximalleistung gewählt.

Tabelle 3.2: Opportunitätskosten, HTpos

HT Pos	Uran	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	SPKW
Q90	200.790	222.912	107.139	245.154	203.075	54.617
Q80	179.489	201.611	91.589	329.178	213.726	51.800
Q70	164.119	186.241	80.369	381.033	221.410	49.731
Q60	150.994	173.116	70.788	423.808	227.973	47.895
Q50	138.723	160.845	61.830	463.086	234.108	46.110
Q40	126.452	148.574	52.872	501.471	240.244	44.325
Q30	113.327	135.449	50.747	541.763	246.806	42.434
Q20	97.957	120.079	53.009	586.278	254.492	40.263
Q10	76.813	98.778	237.896	640.532	265.142	37.321
Mittelwert	138.740	160.845	89.582	456.923	234.108	46.055

Die Modellierung des UKW ergibt höhere Kosten mit steigender Preisprognose. Der Effekt, dass man unter Teilnahme am Regellenergiemarkt die volle Leistung nicht ausschöpfen, sondern nur bis zu einem Niveau von $P_{max} - r^+$ produzieren kann, kommt hier mit steigenden Spotmarktpreisen immer stärker zum tragen, weil sich das Kraftwerk unter freier Bewirtschaftung während des verpflichtenden Lieferzeitraums von HT Pos im Betrieb befindet. Selbiges gilt für das mit Braunkohle betriebene Dampfkraftwerk und dem Wasserspeicherkraftwerk.

Bei dem Steinkohlekraftwerk ist dieser Effekt ebenso zu beobachten, jedoch nicht für die kleinste Preisprognose Q^{10} . Hier steigen die Opportunitätskosten sprunghaft an. Der Grund hierfür besteht darin, dass unter diesen niedrigen Spotmarktpreisen nicht zu produzieren die optimale Strategie darstellt. Wenn also das Kraftwerk Regelleistung vorhält, somit während der Hauptzeit Energie erzeugen muss, wachsen in diesem Fall die Opportunitätskosten mit sinkenden Preisen am Spotmarkt. Je geringer die Preise, desto mehr Verlust macht während „must run“ Phasen im Gegensatz zu einem Kraftwerk, das keinen Strom produziert.

Auch bei GuD- und Gasturbinenkraftwerk war in Tabelle 3.1 zu erkennen, dass für keine der Preisszenarien die Kraftwerke auch nur für eine Stunde eingeschaltet werden. Daher gilt auch hier: Je geringer die Preisprognosen, umso größer die Opportunitätskosten.

Tabelle 3.3 zeigt die Resultate für das Produkt HTneg. Das frei bewirtschaftete Braunkohlekraftwerk produziert aufgrund seiner Parametrisierung während der Hauptzeit immer auf dem Niveau P_{max} . Daher könnte man in den Lieferperioden,

in denen man unter Vorhaltung von negativer Reserveleistung das Kraftwerk gegebenenfalls herunterregeln müsste, dies auch tun. Somit sind die Fahrpläne mit und ohne Teilnahme am Regelenergiemarkt zueinander deckungsgleich und es ergeben sich Opportunitätskosten von Null.

Tabelle 3.3: Opportunitätskosten, HTneg

HT Neg	Uran	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	SPKW
Q90	0	0	0	219.833	219.570	1.386
Q80	0	0	0	312.804	232.350	1.765
Q70	0	0	0	371.114	241.572	2.001
Q60	0	0	0	419.401	249.447	2.134
Q50	0	0	0	463.833	256.810	2.190
Q40	0	0	0	507.372	264.172	2.246
Q30	0	0	7.456	553.176	272.047	2.323
Q20	0	0	20.938	604.147	281.269	2.458
Q10	157	0	221.374	667.347	294.050	2.711
Mittelwert	17	0	27.752	457.670	256.810	2.135

Für das UKW gilt das gleiche, jedoch wird im Fahrplan unter freier Bewirtschaftung im Preisszenario Q^{10} kurzzeitig auf P_{min} gewechselt. Das Niveau im „must run“ Betrieb wird ebenso heruntergeregelt, jedoch nur bis $P_{min} + r^+$. Zu diesem Zeitpunkt ist der Strompreis unter 25.7 EUR/MWh und man befindet sich in der Situation einer Deckungsbeitragsfunktion mit negativer Steigung, siehe Fall 3, Abbildung 2.4.1. Der Verlust ist dadurch umso größer, je mehr Leistung man erzeugt.

An den Deckungsbeiträgen des Steinkohlekraftwerks erkennt man, dass bei niedrigen Preisszenarien das Kraftwerk unter freier Bewirtschaftung nur selten hochgefahren wird. Die Opportunitätskosten nehmen dadurch zu. Das gleiche, nur in stärkerem Ausmaß, gilt für GuD- und Gasturbinenkraftwerk.

Auffallend sind die relativ geringen Opportunitätskosten des Wasserspeicherkraftwerks für das Produkt HTneg im Gegensatz zu HTpos. Unter Bereitstellung negativer Reserveenergie kann das komplette Wasserbudget in Strom umgewandelt werden, da bei Abruf heruntergeregelt und somit Wasser eingespart wird. Bei Vorhaltung von positiver Leistung muss allerdings tatsächlich Wasser reserviert werden, um im Bedarfsfall zusätzlich r^+ MW erzeugen zu können. Das Wasserbudget ist in diesem Fall also effektiv geringer. Da das vorgehaltene Wasser, auch wenn es nicht benötigt wird, mit keinerlei positivem Nutzen in das Modell miteinfließt, kommen diese Unterschiede in den Opportunitätskosten zwischen HTpos und HTneg zustande.

In Tabelle 3.4 sind die Opportunitätskosten aller Kraftwerke bezüglich des Produkts NTpos aufgelistet. Die Dampfkraftwerke mit Brennstoff Uran und Braunkohle weisen im Allgemeinen die selbe Kostenstruktur auf wie für das Produkt

HTpos. Das Steinkohle Dampfkraftwerk wird, wenn keine Bereitstellung von Reserveenergie erfolgt, an den Wochenenden teilweise abgeschaltet (siehe Abbildung 3.2.3), im Gegensatz zum „must run“ Betrieb. Unter Teilnahme am Regelenenergiemarkt wird somit der Verlust gegenüber der freien Bewirtschaftung der Anlage umso größer, je geringer die Spotmarkttrajektorien sind. Daher ist hier ein Anwachsen der Kosten mit sinkenden Preisszenarien erkennbar. Das selbe gilt für GuD- und Gasturbinenkraftwerke, die ohne Vorhaltung von Regelenenergie zu keinem Zeitpunkt Strom erzeugen. Die Werte sind allerdings merkbar höher als für das Produkt HTpos. Das liegt zum einen daran, dass der Zeitraum, währenddessen sich das Kraftwerk verpflichtend im Betrieb befinden muss, in der Nebenzeit größer ist als in der Hauptzeit (Samstag und Sonntag zählen komplett zur Nebenzeit). Zum anderen sind die prognostizierten Spotmarktpreise in der Nebenzeit geringer. Dieser Effekt ist auch beim Wasserspeicherkraftwerk zu sehen, hier sind die Opportunitätskosten nahezu doppelt so hoch wie für HTpos.

Tabelle 3.4: Opportunitätskosten, NTpos

NT Pos	Uran	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	SPKW
Q90	220.240	260.023	92.718	595.106	406.144	93.275
Q80	183.180	222.297	69.660	790.400	425.016	88.029
Q70	157.407	195.484	89.272	922.077	438.622	84.426
Q60	136.245	173.191	115.359	1.022.747	450.250	81.346
Q50	117.396	153.058	134.994	1.094.488	461.119	78.465
Q40	101.114	133.409	173.189	1.150.725	471.988	75.531
Q30	133.094	114.718	228.190	1.210.211	483.616	72.198
Q20	180.470	95.118	289.327	1.278.788	497.222	68.262
Q10	262.245	137.838	552.738	1.373.900	516.094	63.246
Mittelwert	165.710	165.015	193.939	1.048.716	461.119	78.309

Zu guter Letzt sind in Tabelle 3.5 die Resultate für NTneg abgebildet. Für alle Kraftwerke gilt, dass sich die Opportunitätskosten mit Verringerung der Spotpreisszenarien erhöhen, genauso wie bereits für HTneg. Die Höhe der Kosten sind jedoch aufgrund der schon beschriebenen Eigenschaften der Nebenzeit (längere Dauer, geringere Spotmarktpreise) erkennbar höher als für HTneg. Zur Ermittlung der Opportunitätskosten wurde für jeden Kraftwerkstyp eine andere Menge an vorgehaltener Regelleistung unterstellt, nämlich immer zehn Prozent von P_{max} . Daher muss man O_1 erst durch diese Menge dividieren, um die Kosten der Kraftwerke auch untereinander vergleichen zu können.

Tabelle 3.5: Opportunitätskosten, NTneg

NT Neg	Uran	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	SPKW
Q90	37	0	2.957	608.840	449.957	18.643
Q80	720	17	7.452	819.986	472.602	19.058
Q70	2.160	417	46.930	963.093	488.930	19.538
Q60	4.254	1.381	89.993	1.073.530	502.884	19.946
Q50	7.142	2.985	125.496	1.154.401	515.926	20.325
Q40	12.597	5.073	179.559	1.219.767	528.968	20.652
Q30	67.833	9.637	251.537	1.289.021	542.922	20.808
Q20	142.422	17.250	332.540	1.369.027	559.250	20.953
Q10	261.940	97.714	623.503	1.479.992	581.895	21.599
Mittelwert	55.456	14.941	184.441	1.108.629	515.926	20.169

Dies ist in Tabelle 3.6 geschehen und zwar mit den in den bisherigen Tabellen aufgelisteten Mittelwerten je Kraftwerke und Produkt. Zusätzlich wurde dort der tatsächlich in Kalenderwoche 20, 2012 am Markt für Sekundärregelleistung in Deutschland realisierte Grenzleistungspreis GLP und der mittlere Leistungspreis MLP in EUR/MW aufgelistet. Der Grenzleistungspreis ist der höchste Leistungspreis eines Angebots, das bei der Auktion angenommen wurde.

Tabelle 3.6: Opportunitätskosten pro MW

O_1/MW	Uran	Br.kohle	St.kohle	GuD	Gasturb.	SPKW	GLP	MLP
angeb. Leist.	100 MW	100 MW	73 MW	42 MW	10 MW	15 MW		
HTpos	1.387	1.608	1.227	10.879	23.411	3.070	184	96
HTneg	0	0	380	10.897	25.681	142	988	453
NTpos	1.657	1.650	2.657	24.969	46.112	5.221	388	305
NTneg	555	149	2.527	26.396	51.593	1.345	1945	1576

Man erkennt, dass in der Realität die Produkte für positive Regelleistung den geringeren Grenzleistungspreis besitzen, wobei der Preis für das Hauptzeitprodukt niedriger ist als für die Nebenzeit. Diese Hierarchie konnte durch die Modellierung bei keinem der Kraftwerke abgebildet werden. Weiters ist ersichtlich, dass keines der Kraftwerke für die Produkte HTpos und NTpos mit seinen Kosten O_1 unter dem realisierten Grenzleistungspreis liegt. Dieses Bild kann sich aber noch ändern, da im nächsten Kapitel die Deckungsbeiträge am Abrufmarkt untersucht und von O_1 abgezogen werden, um entgeltig die Untergrenze des Leistungspreises zu erhalten. Die Kosten der GuD- und Gasturbinenkraftwerke bleiben auch in Relation zu der bereitgestellten Menge an Energie extrem hoch, was einen weiteren Hinweis auf eine möglicherweise unrealistische Parametrisierung liefert.

Kapitel 4

Erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf

Dieses Kapitel widmet sich der Deckungsbeitragsrechnung bei Abruf von Reserveenergie. Zuerst werden die historischen Angebote und die daraus resultierenden Merit Order der Abrufpreise betrachtet. Im zweiten Abschnitt erfolgt eine Analyse der Abrufhäufigkeiten. Nach Betrachtung dieser Daten wird das Modell vorgestellt, mit dem letztendlich die Berechnungen durchgeführt und der optimale Arbeitspreis ermittelt werden soll.

In Abschnitt 2.2 wurde bereits ein erster Modellansatz vorgestellt. Trifft man eine Annahme über das Aussehen der Merit Order und der Abrufhäufigkeiten pro Stunde, so berechnet sich der erwartete Deckungsbeitrag, den man durch den tatsächlichen Abruf des Übertragungsnetzbetreibers erwirtschaftet, wie in (2.2.3) gezeigt. Allerdings muss man auf die Art der Regellenergie Rücksicht nehmen. Bei Abruf negativer Regelleistung wird das Kraftwerk heruntergeregelt und der Kraftwerksbetreiber erspart sich einen Teil der Produktionskosten. Mittlerweile ist die Struktur und Parametrisierung für alle Kraftwerkstypen bekannt. Somit ergibt sich für Dampf-, GuD- und Gasturbinenkraftwerke folgende Formel zur Berechnung des erwarteten Deckungsbeitrags für positive Reserveenergie, wobei $f_a(m)$ für die Dichtefunktion der Abrufmengen steht:

$$DB_a(p_a) = \int_{m_0}^{\infty} f_a(m)(p_a \min(m-m_0, r) - b \min(m-m_0, r)w - e \min(m-m_0, r)) dm \quad (4.0.1)$$

Das Kraftwerk befindet sich während des Produktzeitraumes in Betrieb, daher fallen die Parameter weg, die nicht mit der Produktionsmenge multipliziert werden (a und h). Bei Abruf negativer Reserveenergie dreht sich das Vorzeichen der

Kostenterme um und es gilt:

$$DB_a(p_a) = \int_{m_0}^{\infty} f_a(m)(p_a \min(m-m_0, r) + b \min(m-m_0, r)w + e \min(m-m_0, r)) dm \quad (4.0.2)$$

Durch die simple Gestalt der Deckungsbeitragsfunktion des Wasserspeicherkraftwerks, die keinerlei Kostenkomponente enthält, muss man nicht zwischen positiver und negativer Leistungsvorhaltung unterscheiden, die Berechnung lautet in beiden Fällen:

$$DB_a(p_a) = \int_{m_0}^{\infty} f_a(m)(p_a \min(m - m_0, r)) dm \quad (4.0.3)$$

Nun wurde in Abbildung 4.0.1 Annahmen bezüglich Merit Order und Abrufwahrscheinlichkeit getroffen und beispielhaft der erwartete Deckungsbeitrag für ein Steinkohlekraftwerk unter Bereitstellung positiver Regelleistung zur Hauptzeit berechnet. $MO(m)$ steht für die Merit Order, die zu einer gegebenen Menge m den Preis liefert. Die festgelegten Funktionen lauten:

$$\begin{aligned} MO(m) &:= 70 + m^3 \cdot 5,7 \cdot 10^{-8} \\ f_a(m) &:= \lambda \exp(-\lambda m) \end{aligned}$$

mit $\lambda = 0,01$. Wählt man einen Preis p_0 , so kommt man anhand der Umkehrfunktion von MO auf m_0 . Unter den getroffenen Annahmen lautet MO^{-1}

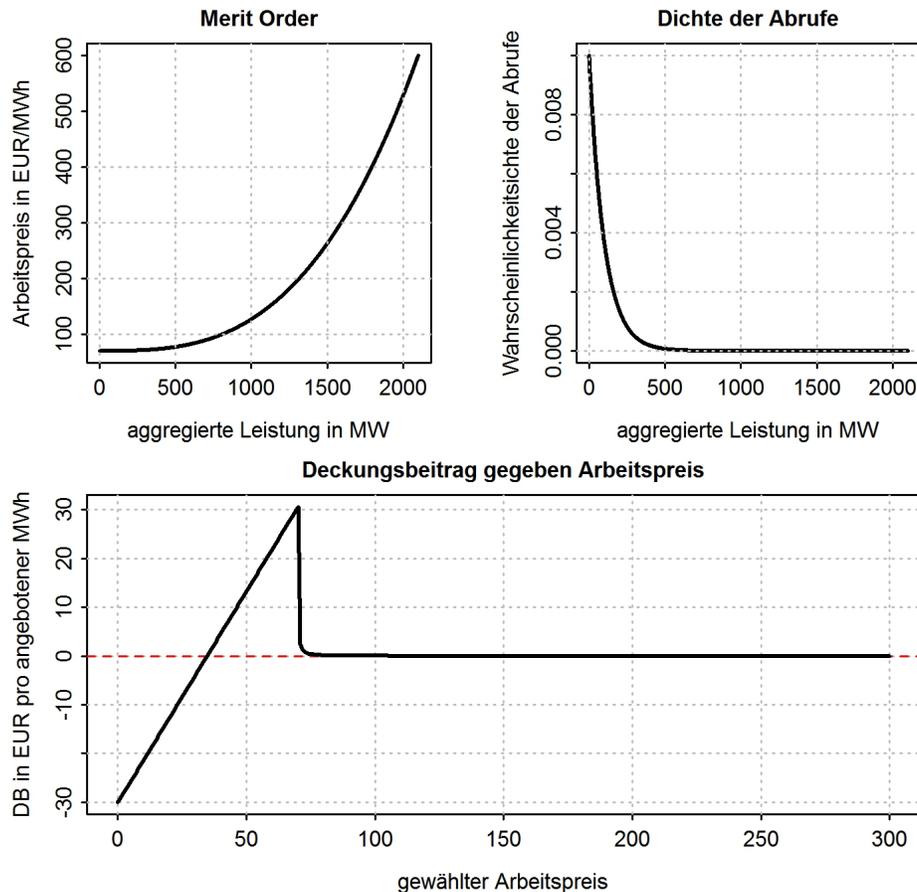
$$\begin{aligned} MO^{-1}(p_0) &= m_0 \\ &= \begin{cases} \left(\frac{p-70}{5,7 \cdot 10^{-8}}\right)^{\frac{1}{3}} & \dots p \geq 70 \\ 0 & \dots \text{sonst} \end{cases} \end{aligned}$$

Das Ergebnis, also eine Deckungsbeitragsfunktion in Abhängigkeit vom Arbeitspreis p_a , ist in Abbildung 4.0.1 (unten) aufgetragen. Der optimale Arbeitspreis p_a^* beträgt 70 EUR pro angebotener WMh. Mit diesem Arbeitspreis erwirtschaftet man einen erwarteten Deckungsbeitrag in Höhe von etwa 30 EUR/MWh. Der lineare Anstieg von DB_a erfolgt bis zu einem Preisniveau von 70 EUR, da bis dahin immer $m_0 = 0$ gilt, der Preis p jedoch als wachsender Faktor in die Berechnung einfließt. Ab einem Preis von 70 EUR steigt m_0 sehr schnell an, nämlich je schneller, je flacher die Merit Order gewählt wird. Deshalb erkennt man bei einem Preis von 70 EUR eine scharfe Kante im Graphen von DB_a . Für hohe

Abrufpreise folgt ein hohes m_0 , die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs solch großer Mengen an Regelleistung geht aber gegen Null, somit nähert sich auch die Kurve langsam von oben gegen Null.

Das Steinkohlekraftwerk bietet 73 MW in einem Zeitraum von $12 \cdot 5 = 60$ Stunden (HTpos). Insgesamt erwirtschaftet das Kraftwerk also einen erwarteten Deckungsbeitrag von $73 \cdot 60 \cdot 30 = 52.560$ EUR in der betrachteten Woche durch den Verkauf der abgerufenen Regelleistung zum Arbeitspreis $p_a^* = 70$ EUR/MWh. In den nachfolgenden Berechnungen sollte ebenfalls diese Form des Graphen DB_a resultieren.

Abbildung 4.0.1: erwarteter DB unter Annahme einer Merit Order und Abrufdichte

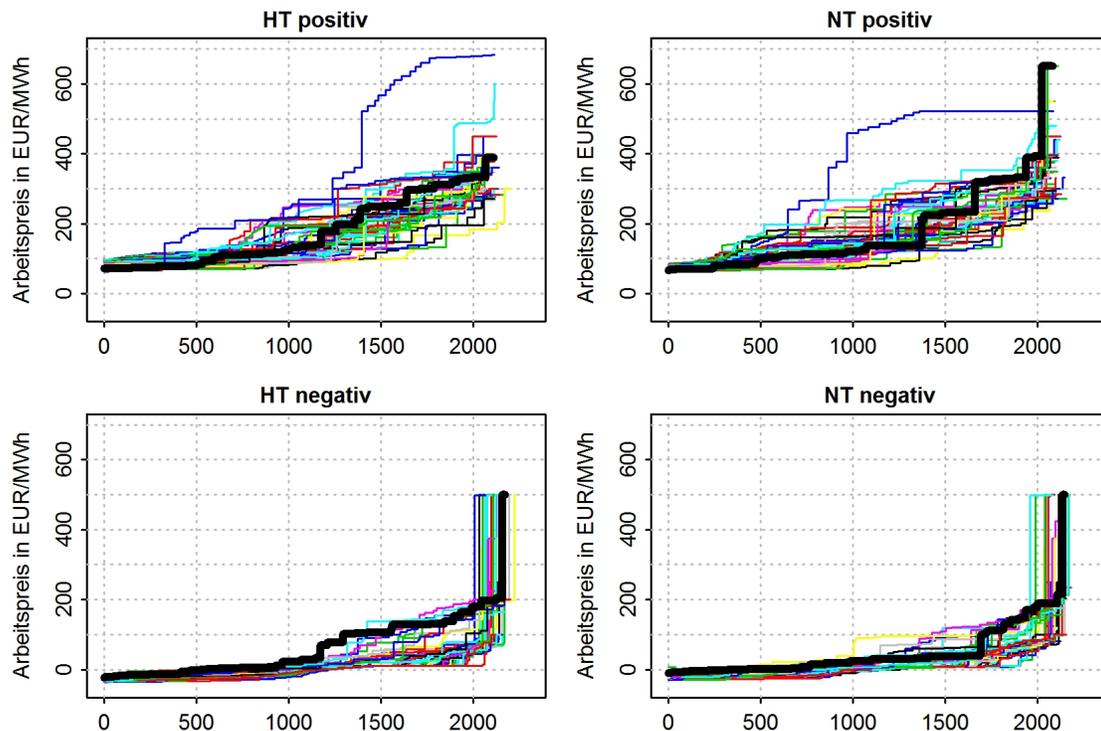


4.1 Ausschreibungsergebnisse

Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird die Struktur der historischen Merit Order für Arbeitspreise analysiert und weiters eine Merit Order geschätzt, mit der die Berechnung des Deckungsbeitrags für den Abruf von Leistung durchgeführt

wird. Die Datenbasis umfasst historische Auktionsergebnisse von Kalenderwoche 26 im Jahr 2011, bis zu Kalenderwoche 21, 2012, wobei letztere jene Woche ist, für die die Opportunitätskosten berechnet werden sollen. Es stehen somit 48 Merit Order zur Verfügung - je Produkt HT Pos, HT Neg, NT Pos und NT Neg. Eine Merit Order der Arbeitspreise entsteht, indem alle Angebote, die während der Auktion bezuschlagt wurden, nach dem Arbeitspreis geordnet werden. Existieren mehrere Angebote mit demselben Arbeitspreis, so werden diese nach der Höhe der angebotenen Leistung gereiht - wobei die grösseren Mengen den Vorrang erhalten, also im Bedarfsfall früher abgerufen werden. Alle Kurven aus der vorhandenen Datenbasis sind in Abbildung 4.1.1 ersichtlich.

Abbildung 4.1.1: Merit Orders der Abrufpreise je Woche



Die in schwarzer Farbe und dickerer Linienstärke aufgetragene Merit Order ist jene der Zielwoche KW 21, 2012. Bei den Produkten HT Pos und NT Pos ist eine große Schwankungsbreite erkennbar. Diese scheint bei Vorhaltung von negativer Regelenergie geringer zu sein, die Kurvenschar wirkt hier kompakter. Erwähnenswert ist, dass für die Produkte HT Neg und NT Neg auch negative Arbeitspreise angeboten werden. Der Anbieter ist also bereit, dem Übertragungsnetzbetreiber Geld zu bezahlen, nur damit dieser ihm den Strom abnimmt. Wenn negative Reserveleistung abgerufen wird, muss man das Kraftwerk herunterregeln. Dadurch wird aber auch Brennstoff eingespart. In solchen Fällen ist daher das Anbieten eines negativen Arbeitspreises durchaus sinnvoll. Nun stellt sich die Frage, wie eine

Merit Order in sinnvoller Weise geschätzt werden kann. Um das Modell so einfach wie möglich zu halten, wird je Produkt der Durchschnittswert aller zur Verfügung stehender Kurven gebildet. Wie bereits in Abschnitt 2.2 und der Einführung dieses Kapitels erwähnt, wird für einen Arbeitspreis p_a durch die Umkehrfunktion der Merit Order die Mindestabrufmenge m_0 gefunden. Nun hat man hier das Problem, dass der Graph der Merit Order das Aussehen einer Treppenfunktion besitzt und daher keine eindeutige Umkehrfunktion aufweist. Um trotzdem zu einem Wert m_0 zu gelangen, wurde in R ein Algorithmus implementiert, der als Input eine Merit Order, einen Arbeitspreis p_a und eine Menge r an Regelenergie benötigt. Dieser Algorithmus folgt nachstehender Logik:

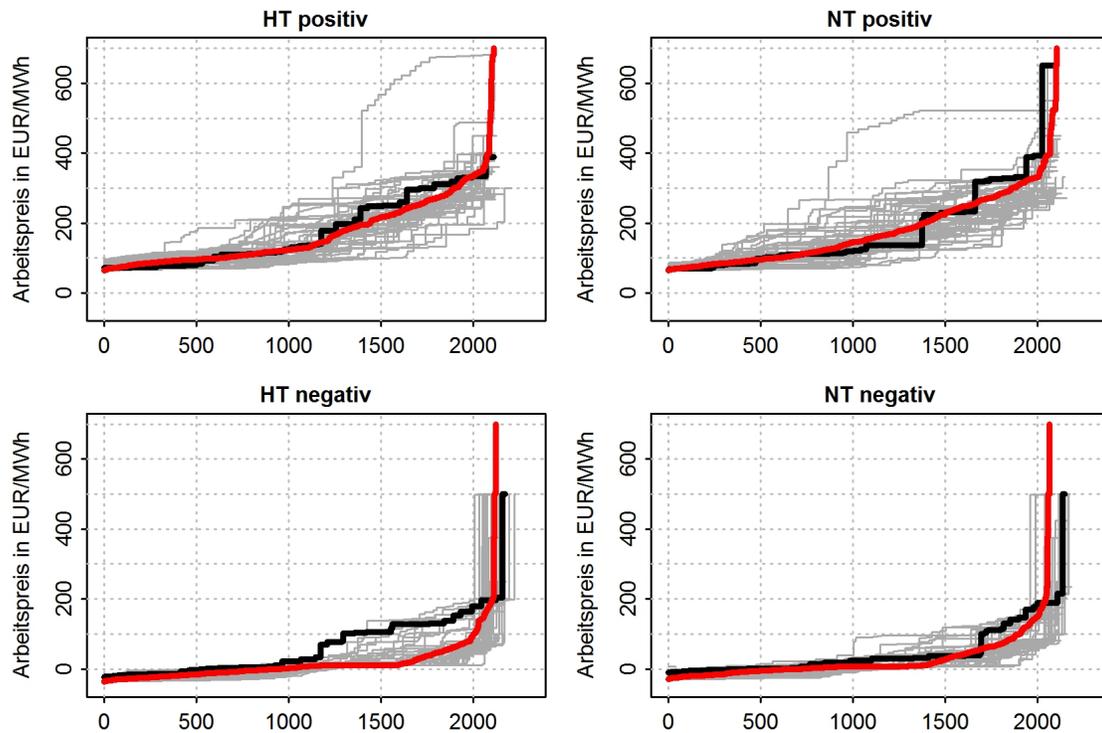
Summiere die Leistung r_i aller Angebote i , für deren Preis gilt:

$$p_i < p_a \text{ oder } (p_i = p_a \text{ und } r_i > r)$$

Man summiert somit die Leistung aller Angebote, die einen kleineren Arbeitspreis aufweisen als p_a . Falls Angebote existieren, die ebenfalls mit einem Arbeitspreis p_a abgegeben wurden, werden diese nach der Höhe der gebotenen Leistung geordnet. Jene Angebote, die eine größere Leistungsmenge als r aufweisen, werden ebenfalls zu der Summe aus dem vorherigen Schritt addiert. Die resultierende Summe ist genau die gesuchte Mindestabrufmenge m_0 . Diese Menge m_0 muss mindestens abgerufen werden, um mit dem Angebot r MW zu p_a EUR/MWh tatsächlich Regelleistung liefern zu müssen. Um den Durchschnittswert aller Merit Order zu bestimmen, hält man einen Arbeitspreis p_a fest. Für jede der historischen Merit Order wird nun ein m_0 berechnet und aus diesen Werten der Mittelwert m_0^{mean} gebildet. Somit hat man ein m_0^{mean} zu einem Preis p_a , also genau einen Datenpunkt der geschätzten Merit Order. Wiederholt man diesen Schritt mehrmals, mit jeweils verschiedenen Preisen p_a , dann erhält man die komplette Kurve. Allerdings fließt in die Berechnung auch die Menge der angebotenen Reserveleistung r mit ein. Für ein Angebotsmenge r mit $r > r_0$, bei gleicher Merit Order und gleichem Preis p_a , folgt aufgrund der definierten Reihung der Angebote innerhalb einer Merit Order und der Logik des Algorithmus: $m_0(p_a, r) \geq m_0(p_a, r_0)$. In dieser Diplomarbeit schwanken die Angebotsmengen r der Kraftwerkstypen von 10 MW bei Erdgasanlagen, bis 100 MW bei Dampfkraftwerken. Somit würde für jeden Kraftwerkstyp eine andere durchschnittliche Merit Order entstehen. Dieser Unterschied der Angebotsmengen zeigt in der praktischen Berechnung jedoch einen vernachlässigbaren Einfluss, da die Mittelwertbildung für m_0^{mean} über 48 Werte erfolgt. Die maximale Abweichung der Schätzungen für m_0^{mean} unter $r = 10$ und $r = 100$ beträgt etwa vier MW für das Produkt HT Pos, und das bei ca 2100 MW an insgesamt ausgeschriebener Leistung. Die Schätzung der Merit Order wurde für alle vier Produktkategorien mit einem Wert von $r = 50$ MW, den jeweiligen 48 historischen Merit Order und Arbeitspreisen p_a , mit $p_a \in \{-70, -69, \dots, 699, 700\}$ erstellt und in Abbildung 4.1.2 in roter Farbe dargestellt.

In dieser Abbildung ist zu erkennen, dass die geschätzte Merit Order eine gute Annäherung ist für die Merit Order der Zielwoche (KW 21, 2012). Nur für das Produkt HT Neg weicht die Schätzung, ab einem Wert von ca. 1200 MW auf der Abszisse, stärker von dem tatsächlichen Auktionsergebnis ab.

Abbildung 4.1.2: Schätzung der Merit Order



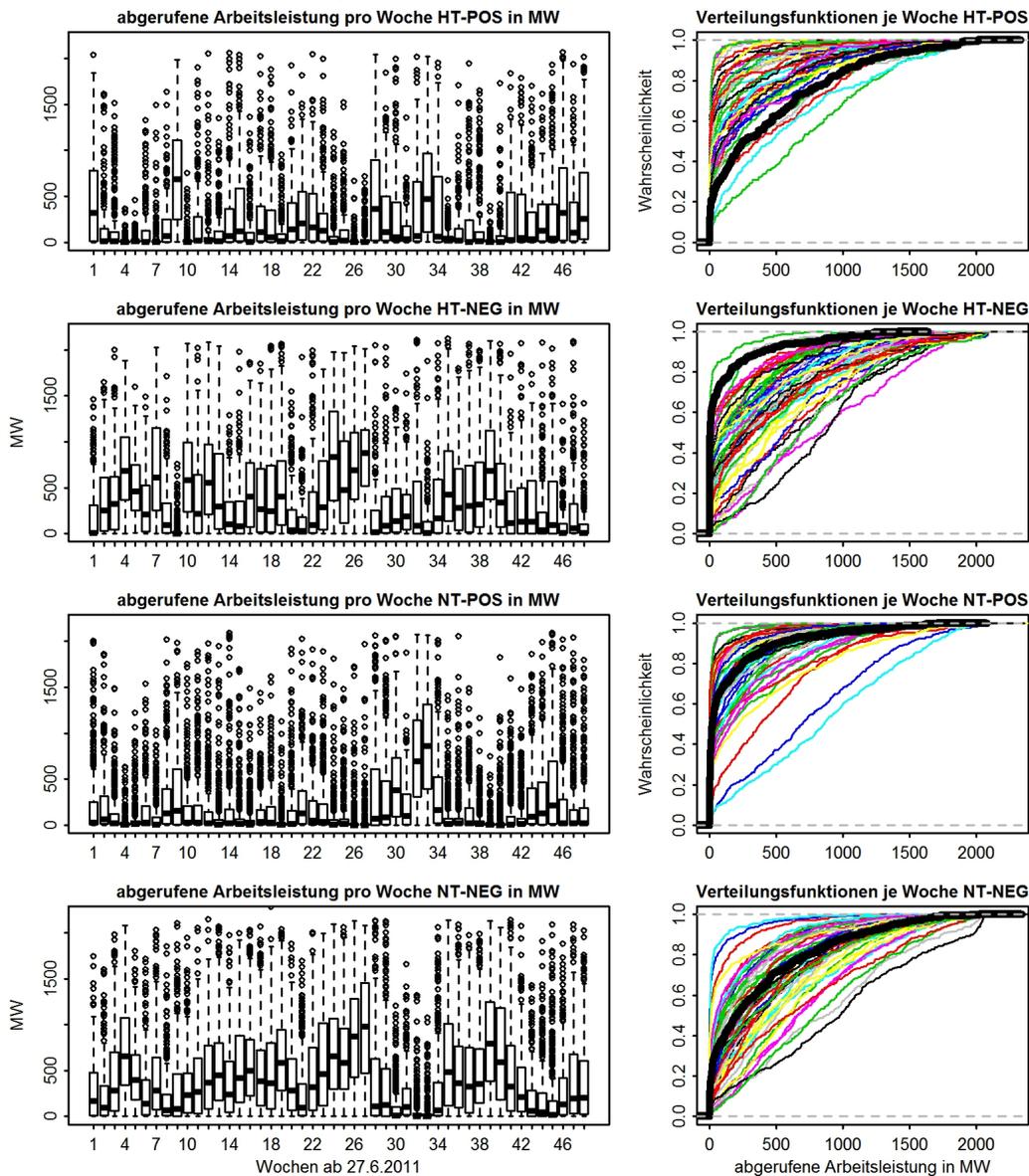
4.2 Abrufmengen

Zur Berechnung des erwarteten Deckungsbeitrages bei Abruf benötigt man außer einer Merit Order natürlich auch noch Information, wie die abgerufenen Mengen der Reservelleistung verteilt sind. In diesem Abschnitt werden die historischen Abrufmengen analysiert mit dem Ziel, eine Wahrscheinlichkeitsdichte über zukünftige Abrufmengen zu finden.

In Abbildung 4.2.1 sind Abrufhäufigkeiten der Wochen (KW 26, 2011 bis KW 21, 2012) in Form von Boxplots und ihrer empirischen Verteilungsfunktionen dargestellt. Die Verteilungsfunktion in schwarzer Farbe mit der etwas größeren Strichstärke ist dabei die Zielwoche, KW 21 im Jahr 2012. Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt, sind die Daten als viertelstündliche Durchschnittswerte zu verstehen. Insgesamt stehen also pro Woche und Regelenergietypp 672 Datenpunkte zur Verfügung. Unterteilt man noch in Haupt- und Nebenzeit, erhält man

je 240 Datenpunkte für die Produkte HT Pos und HT Neg, und 432 Datenpunkte für NT Pos und NT Neg. Wenn man davon ausgeht, dass die Höhe der abgerufenen Energiemengen m zeitlich voneinander unabhängig ist und in jeder Viertelstunde dieselbe Verteilung der Abrufe $f_a(m)$ besitzt, so kann man alle realisierten Daten einer Woche poolen und versuchen, daraus die Dichte $f_a(m)$ zu schätzen.

Abbildung 4.2.1: historische Abrufe pro Woche



Die Lage des Medians innerhalb eines Boxplots liefert Information über die Schiefe der Verteilung. Es zeigt sich in Abbildung 4.2.1, dass die Abrufe für HT

Pos in den meisten Fällen einer rechtsschiefen Verteilung folgen, da der Median fast immer in der unteren Hälfte des Interquartilabstandes (also der Box) liegt. Dies entspricht auch der Erwartung, dass kleine Mengen an Regelleistung häufiger abgerufen werden als große. Jedoch existieren auch Wochen, in denen die Abgerufenen Mengen bis zu einer gewissen Höhe in etwa gleichverteilt sind, was sich in der linearen Form der empirischen Verteilungsfunktion widerspiegelt. Insgesamt ist festzuhalten, dass Mengen bis etwa 50 MW sehr häufig vom Übertragungsnetzbetreiber angefordert werden, und ab diesem Betrag große Schwankungen eintreten im wöchentlichen Vergleich.

Für das Produkt HT Neg scheinen die Daten noch heterogener zu sein. Bei den empirischen Verteilungsfunktionen ist im Gegensatz zu HT Pos bei kleinen Mengen kein so steiler Anstieg mehr zu beobachten. Dies ist ebenfalls den Boxplots zu entnehmen, da die Untergrenze der Boxen - also die 25% Quantile - teils deutlich von Null entfernt liegen. Ausserdem sind die Boxen in der Regel länger, d.h. der Interquartilabstand ist höher, was auf eine gleichmäßigere Verteilung der abgerufenen Mengen hindeutet. Das Nebenzeitprodukt für positive Regelleistung weist ähnliche Charakteristika auf wie das Hauptzeitprodukt, nur die Interquartilsabstände scheinen etwas kleiner zu sein. Dasselbe gilt für den Vergleich zwischen HT Neg und NT Neg.

All diese Wochendaten wurden mit theoretischen Dichten verglichen. Zum einen mit der Gammaverteilung $\gamma(\alpha, \beta)$, zum anderen mit der Exponentialverteilung $Exp(\lambda)$. Folgt m einer Gammaverteilung $\gamma(\alpha, \beta)$, dann gilt für die Parameter α und β :

$$\begin{aligned}\mathbb{E}(m) &= \frac{\alpha}{\beta} \\ \text{Var}(m) &= \frac{\alpha}{\beta^2}\end{aligned}\tag{4.2.1}$$

Nun werden Erwartungswert und Varianz durch Mittelwert und empirische Varianz der jeweiligen Woche geschätzt und damit mittels 4.2.1 die Parameter α und β berechnet. Unter Anwendung des Kolmogorof-Smirnof Test und des Chiquadrat Anpassungstests wurden die empirischen Verteilungen der - durch Schätzung von α und β konstruierten - Gammaverteilung gegenübergestellt. Allerdings wurde die Nullhypothese, dass die empirischen und theoretischen Verteilungen keine signifikanten Unterschiede aufweisen, jedesmal bei ein Signifikanzniveau von 0,05 verworfen.

Für den Vergleich mit einer Exponentialverteilung muss vorher auch ein Parameter geschätzt werden, nämlich λ . Es gilt:

$$\begin{aligned}\mathbb{E}(m) &= \frac{1}{\lambda} \\ \text{Med}(m) &= \frac{\ln(2)}{\lambda}\end{aligned}$$

Es wurde also der Mittelwert und Median der realisierten Abrufhäufigkeiten herangezogen und für beide Werte jeweils ein λ berechnet. Theoretisch müssen beide Berechnungen das gleiche Ergebnis liefern. In der Praxis, also bei Stichprobendaten, sollten die beiden Werte zumindest nicht weit auseinander liegen, sofern die Stichprobe $Exp(\lambda)$ verteilt ist. Die Anpassung der Exponentialverteilung an die realisierten Werte wirkt auf den ersten Blick realistischer, wenn λ mittels dem Stichprobenmedian geschätzt wird, als wenn man den Parameter aus Mittelwert berechnet. Allerdings wurden auch hier die bereits erwähnten Anpassungstests durchgeführt - wieder mit demselben Ergebnis. Bei einem Signifikanzniveau von 0,05 wurde die Nullhypothese stets verworfen.

Um für derartige Anpassungstest mehr Daten zur Verfügung zu haben, wurden alle Abrufe innerhalb eines Monats gepoolt und anschließend grafisch aufbereitet und nochmals getestet. Die Intention dieses Zugangs ist, aus den Daten des vergangenen Monats die Parameter für eine zukünftige Verteilung zu prognostizieren. Nur dazu muss man zu allererst wissen, ob die tatsächlichen Leistungsabrufe überhaupt einer bestimmten Verteilung folgen, für die die Parameter zu schätzen sind. Wenn man also wüsste, dass die Abrufe innerhalb eines Monats exponentialverteilt sind, könnte man anhand der letzten drei Wochen den Parameter λ schätzen, und diese Verteilung dann als Approximation für die kommende Woche verwenden.

In Abbildung 4.2.2 sind für HT Pos die Histogramme der Abrufhäufigkeiten, gepoolt je Monat, zu sehen. Die Werte auf der Ordinate stehen für die relativen Häufigkeiten je Intervall. Zusätzlich sind die Dichten der Gammaverteilung und Exponentialverteilungen aufgetragen. Wie aus den wöchentlichen Boxplots schon zu erkennen war, konzentrieren sich auch die monatlichen Daten sehr stark nahe Null. Allerdings existieren mit November, Jänner oder Mai drei Monate, in denen öfters höhere Abrufmengen benötigt wurden. Augenscheinlich liefert die Exponentialverteilung, bei der λ aus dem Median berechnet wird, die besten Approximation der realisierten Werte. Bei statistischer Betrachtung liefern jedoch die beiden Anpassungstests als Resultat ein Verwerfen der Nullhypothese.

Abbildung 4.2.2: historische Abrufe pro Monat, HTpos

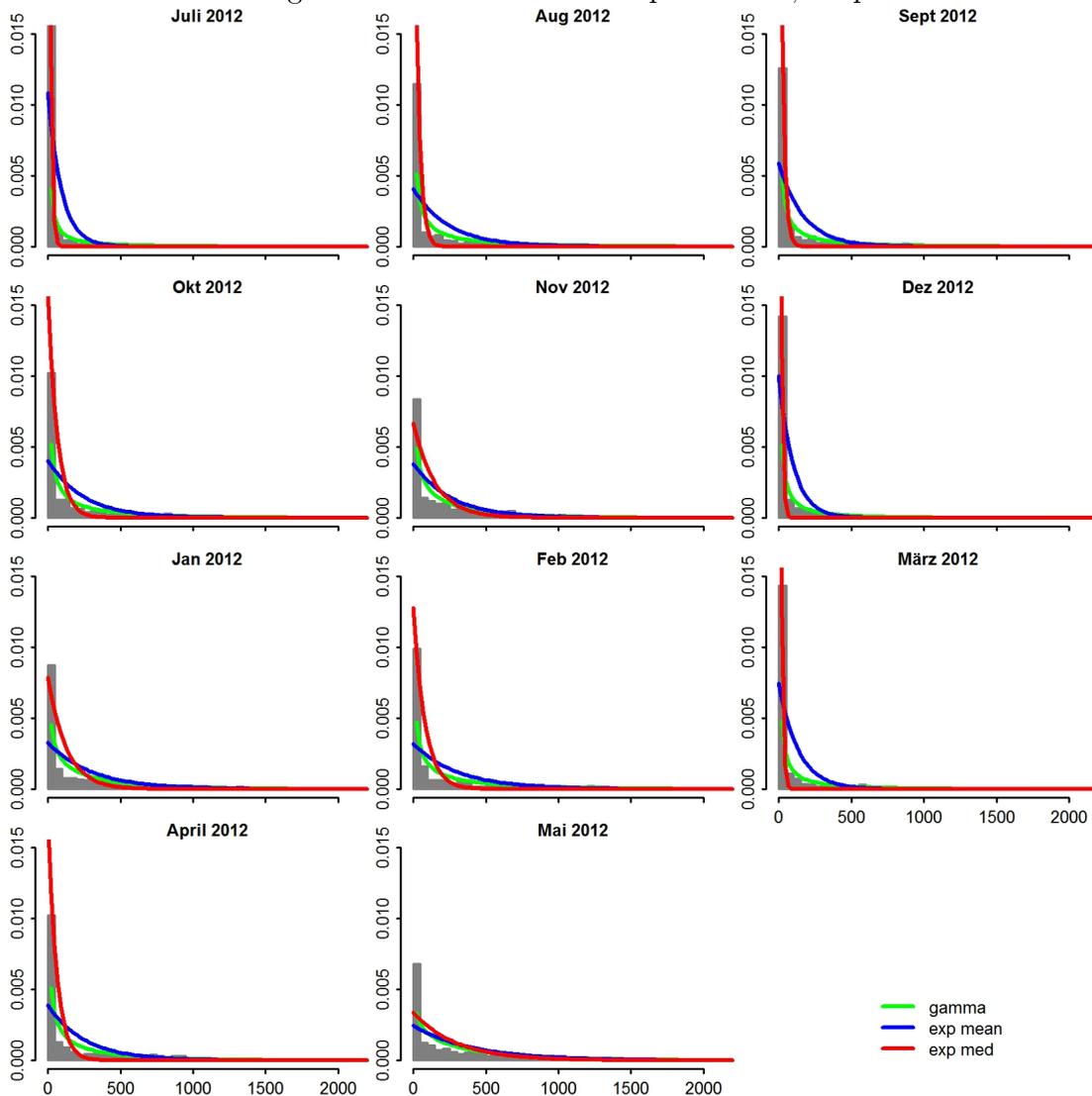
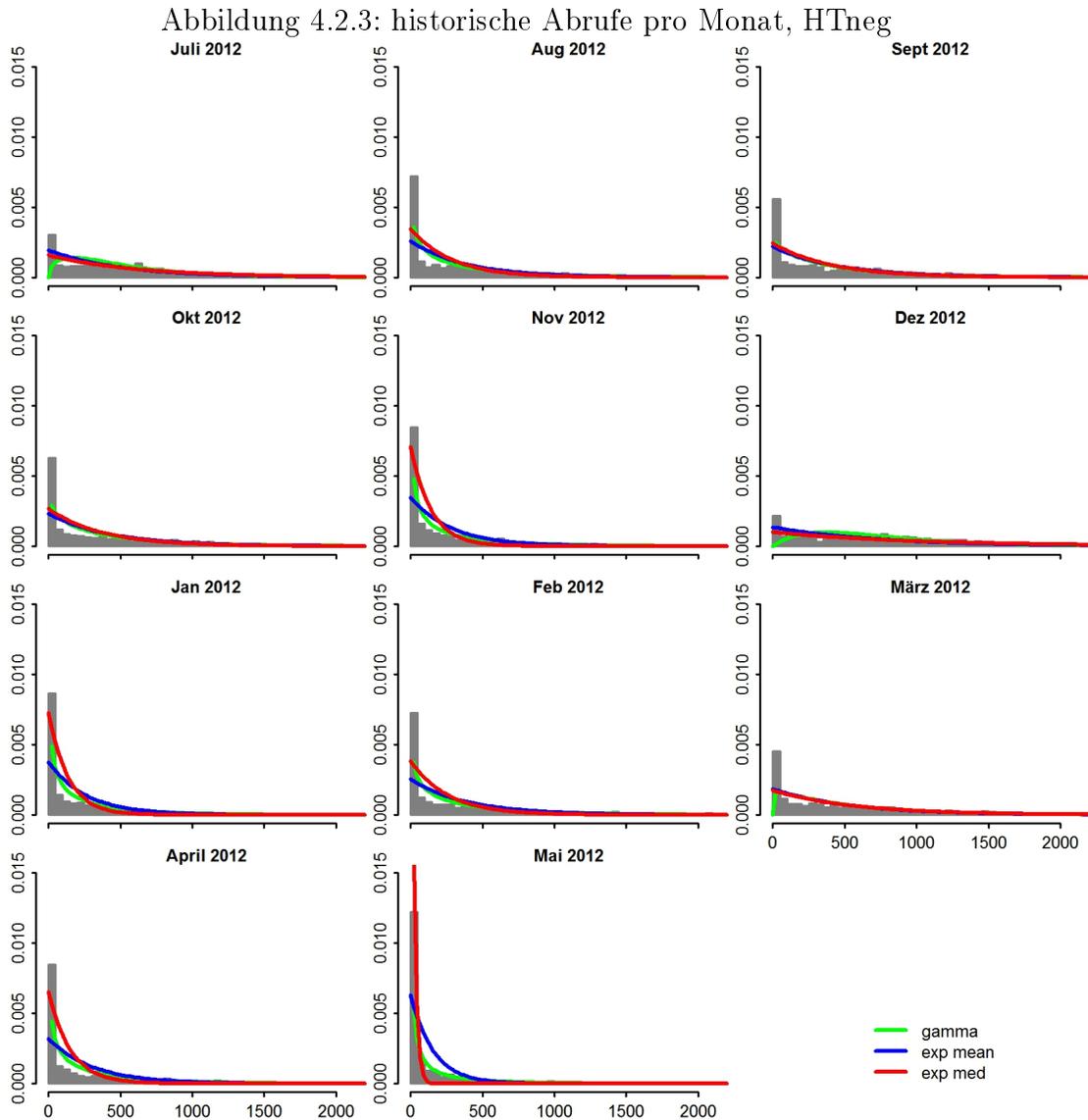
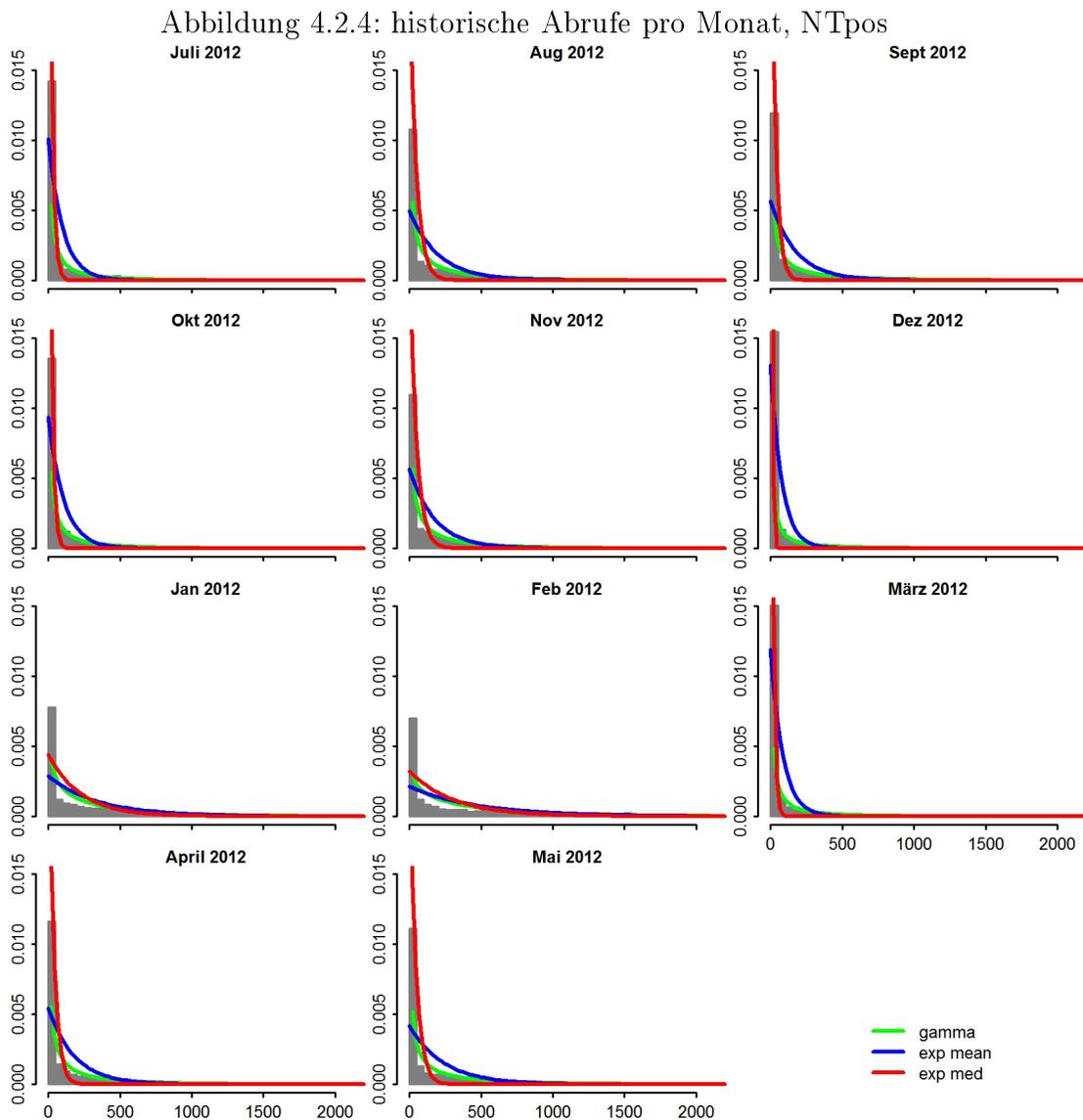


Abbildung 4.2.3 zeigt die entsprechenden Histogramme für HT Neg. Die Monatsdaten sind viel "gleichmäßiger" verteilt als bei HT Pos. Die Gammaverteilung weist während der Monate Juli, Dezember und März sogar eine positive Steigung auf, bei Abrufmengen nahe 0 MW. Je breiter die Abrufe verteilt sind, desto weniger gut wird die - hier zwar nur leicht, aber doch vorhandene - Konzentration kleiner Werte durch die geschätzten Dichten nachvollzogen.

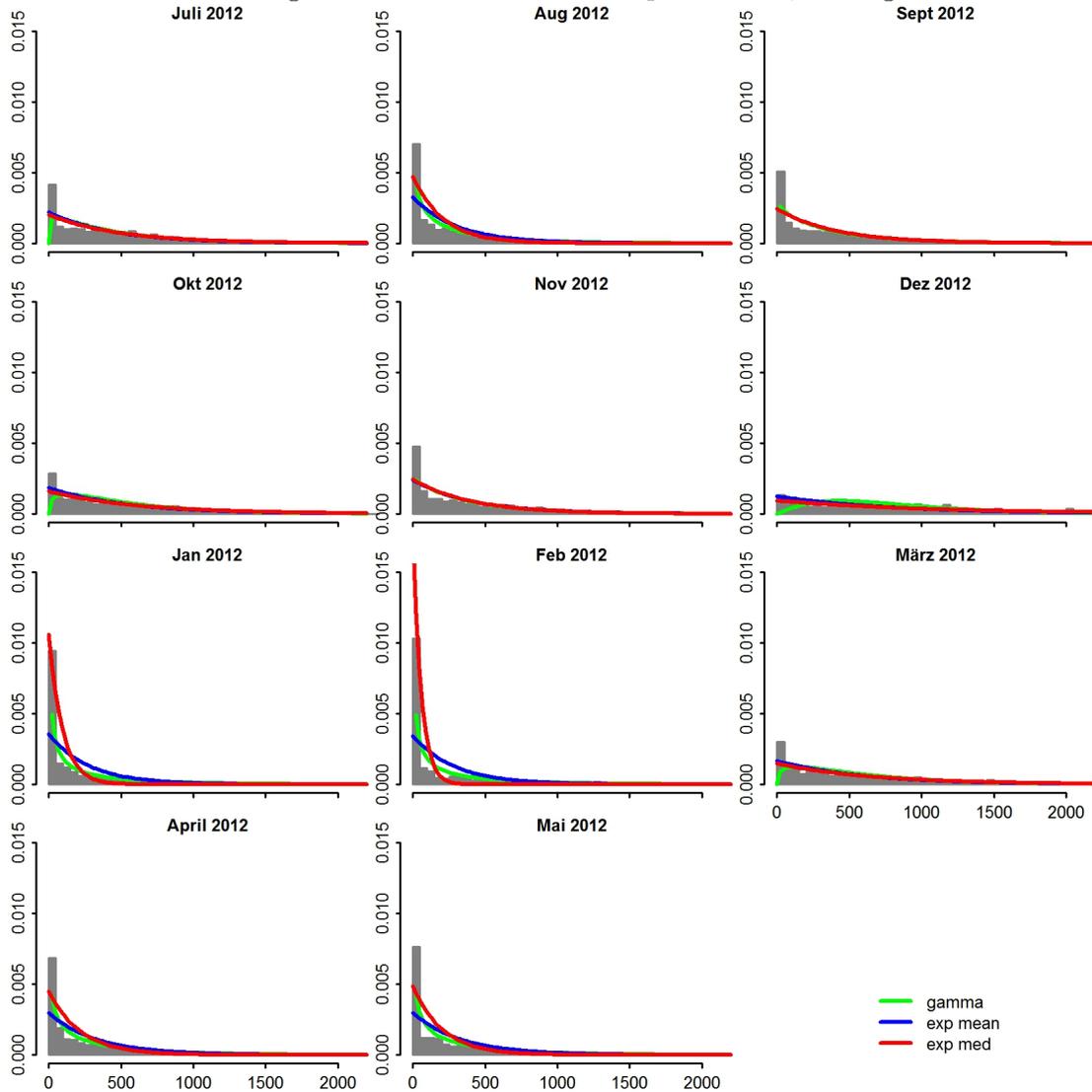


In Abbildung 4.2.4 sind die Histogramme der Abrufe positiver Regelleistung zur Nebenzeit aufgetragen. Die Ergebnisse ähneln jenen von HT Pos. Die Tatsache, dass hier mehr Daten zur Verfügung stehen (die Nebenzeit ist ja in 432 Viertelstundenintervalle unterteilt) und zu einer anderen Tageszeit abgerufen wird, hat zumindest keinen sichtbaren Einfluss auf die Höhe der abgerufenen Reserveleistung im Vergleich zu HT Pos. Die Monatsdaten wirken bezüglich Verteilung durchaus ähnlich, folgen jedoch erwartungsgemäß auch hier keiner der getesteten Verteilungen.



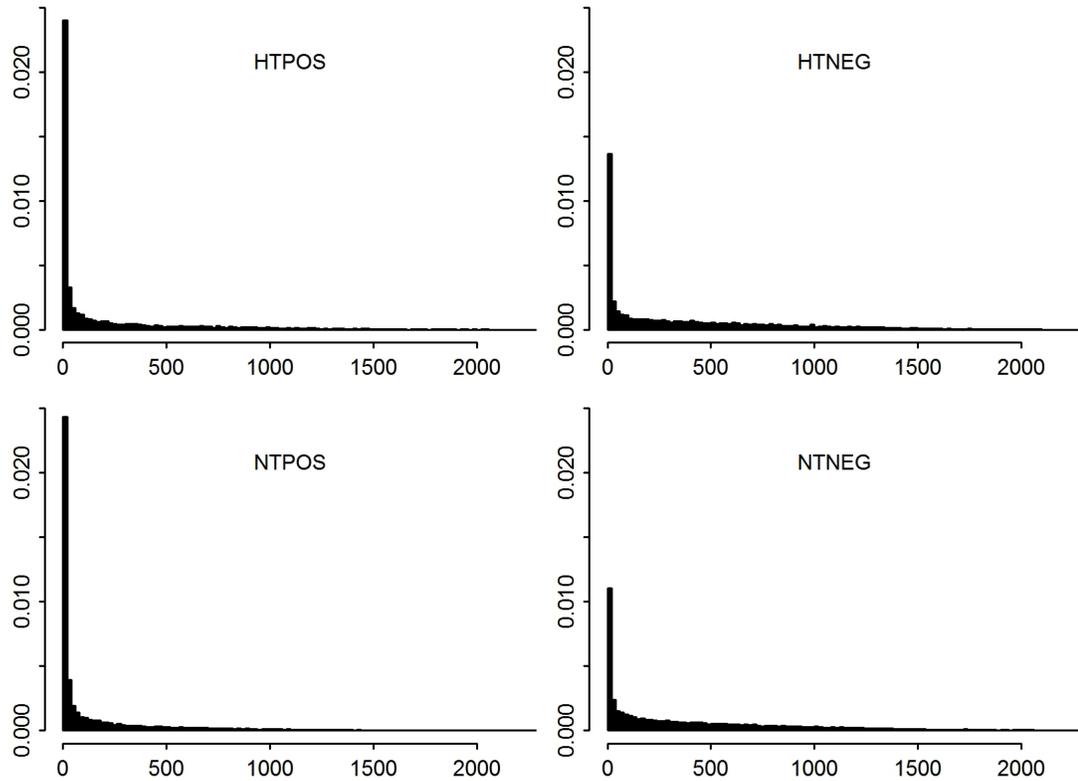
Zu guter Letzt ist in Abbildung 4.2.5 die Datenaufbereitung für NT Neg abgebildet. Auch hier bemerkt man starke Ähnlichkeit zu HT Neg. Die Monate weisen aber im Vergleich zueinander teilweise wenig Gemeinsamkeiten auf.

Abbildung 4.2.5: historische Abrufe pro Monat, NTneg



Man muss also festhalten, dass die Daten, ob wöchentlich oder gepoolt je Monat, keiner der drei Wahrscheinlichkeitsdichten folgen, egal welchen Produkttyp man betrachtet. Daher werden nun alle vorhandenen Abrufdaten je Produkt gepoolt, und es wird einfachheitshalber angenommen, dass die relativen Abrufhäufigkeiten innerhalb einer Viertelstunde dieser gepoolten empirischen Verteilung folgen. An diese historische Abrufmengen wird keine theoretische Dichte mehr angepasst, sondern es werden vielmehr die aus den Histogrammen resultierenden relativen Häufigkeiten als Dichtefunktion verwendet, siehe Abbildung 4.2.6.

Abbildung 4.2.6: gepoolte Abrufmengen von 27.6.2011 bis 27.5.2012



4.3 Modell und Berechnung der Opportunitätskosten

In diesem Abschnitt werden die bisherigen Ergebnisse auf ein mathematisches Fundament gestellt und anschließend die Resultate der Deckungsbeitragsberechnung aufbereitet und diskutiert.

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, erfolgt die Schätzung von m_0^{mean} , also der Mindestabrufmenge, die für einen gebotenen Arbeitspreis p_a überschritten werden muss, um Regelleistung liefern zu müssen, als Durchschnitt aller Werte m_0 aller historischen Merit Order der Arbeitspreise.

$$m_0^{mean}(p_a) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m_{0,i}(p_a)$$

Die Anzahl n steht für die 48 verfügbaren, historischen Merit Order. $m_{0,i}(p_a)$ ist die Abrufmenge m_0 , die aus der i -ten Merit Order zu gegebenen Arbeitspreis p_a resultiert.

Nun sei $m(p_a)$ für jeden Preis p_a eine Zufallsvariable (der Mindestabrufmenge) von Ω nach \mathbb{R}_0^+ mit $m(p_a)(\omega) \leq m(p_a + 1)(\omega)$, $\forall \omega \in \Omega$, da die Mindestabrufmenge mit steigendem Preis p_a nicht kleiner werden kann. Dann gilt $\mathbb{E}(m(p_a)) \leq \mathbb{E}(m(p_a + 1))$. Es sei weiters angenommen, dass es sich bei den $m_{0,i}(p_a)$ um unabhängige Realisierungen von $m(p_a)$ handelt. Somit erhält man mit $m_0^{mean}(p_a)$ nach dem Gesetz der großen Zahlen einen konsistenten Schätzer für $\mathbb{E}(m(p_a))$.

Als nächstes wird die Problematik der Deckungsbeitragsberechnung einer vollen Woche betrachtet. In Abschnitt 4.2 wurde die Schätzung der Dichte der Abrufmengen je Viertelstunde behandelt.

Sei nun $m := (m_1, m_2, \dots, m_{T_{vh}})$ ein T_{vh} -dimensionaler Zufallsvektor von Abrufmengen. T_{vh} ist die Anzahl der Viertelstunden pro Woche, innerhalb derer eine Lieferverpflichtung besteht ($T_{vh} = 240$ bei Hauptzeitprodukten, $T_{vh} = 432$ bei Nebenzeitprodukten). Die Zufallsvariablen m_i , mit $i = 1 \dots T_{vh}$ seien unabhängig identisch verteilt mit der Dichte $f_a(\cdot)$. Die Deckungsbeitragsfunktion der Abrufmengen m_i ist für einen fixen Arbeitspreis p_a definiert als

$$\begin{aligned} g(m_i) &:= \chi_{m \geq m_0(p_a)} \left(\frac{p_a}{4} \min(m_i - m_0, r) - b \min(m_i - m_0, r) \frac{w}{4} - \frac{e}{4} \min(m_i - m_0, r) \right) \\ &= \chi_{m \geq m_0(p_a)} \min(m_i - m_0, r) (p_a - bw - e) \frac{1}{4} \end{aligned}$$

¹Die Parameter p_a , w und e müssen durch vier dividiert werden, da sie in EUR/MWh angegeben wurden, jedoch nur eine Dichte für viertelstündliche Abrufmengen vorhanden ist. Nun berechnet sich der erwartete Deckungsbeitrag pro Woche $DB_a^{Woche}(p_a)$ mit gegebenen Arbeitspreis und der dadurch bestimmten Mindestabrufmenge m_0 als Erwartungswert von $\sum_{i=1}^{T_{vh}} g(m_i)$:

$$\begin{aligned} \mathbb{E}\left(\sum_{i=1}^{T_{vh}} g(m_i)\right) &= \int_{\mathbb{R}} \sum_{i=1}^{T_{vh}} g(m_i) f_a(m_i) dm_i \\ &= \sum_{i=1}^{T_{vh}} \int_{\mathbb{R}} g(m_i) f_a(m_i) dm_i \\ &= \sum_{i=1}^{T_{vh}} \int_{m_i \geq m_0(p_a)} \min(m_i - m_0, r) (p_a - bw - e) \frac{1}{4} f_a(m_i) dm_i \\ &= \frac{1}{4} T_{vh} \int_{x \geq m_0} \min(x - m_0, r) (p_a - bw - e) f_a(x) dx \quad (4.3.1) \end{aligned}$$

¹Die Funktion g ist für positive Regelleistung angegeben, für negative Regelleistung ändert sich der Term $(p_a - b - e)$ wie bereits beschrieben in $(p_a + b + e)$, da das Kraftwerk heruntergeregelt wird

Der erwartete Deckungsbeitrag pro Woche $DB_a^{Woche}(p_a)$ berechnet sich aufgrund der getroffenen Annahmen also als Deckungsbeitrag einer einzigen Stunde mal der Anzahl aller Stunden mit Lieferverpflichtung von Regelenergie ($= \frac{1}{4}T_{vh}$).

Als Dichteschätzer werden die relativen Häufigkeiten der gepoolten, historischen Abrufmengen aus Abschnitt 4.2 verwendet. Um der großen Konzentration kleiner Abrufmengen in der Deckungsbeitragsberechnung gerecht zu werden (siehe Abbildung 4.2.6), wurden die Stützstellen nahe Null sehr eng gewählt. Die Unterteilung der ersten 100 MW erfolgte in 0,5 MW Schritten, angefangen natürlich bei Null. Ab 100 MW bis zur maximal geforderten Abrufmenge wurde in 20 MW Schritten verfahren. Die Stützstellen des Histogramms lauten daher:

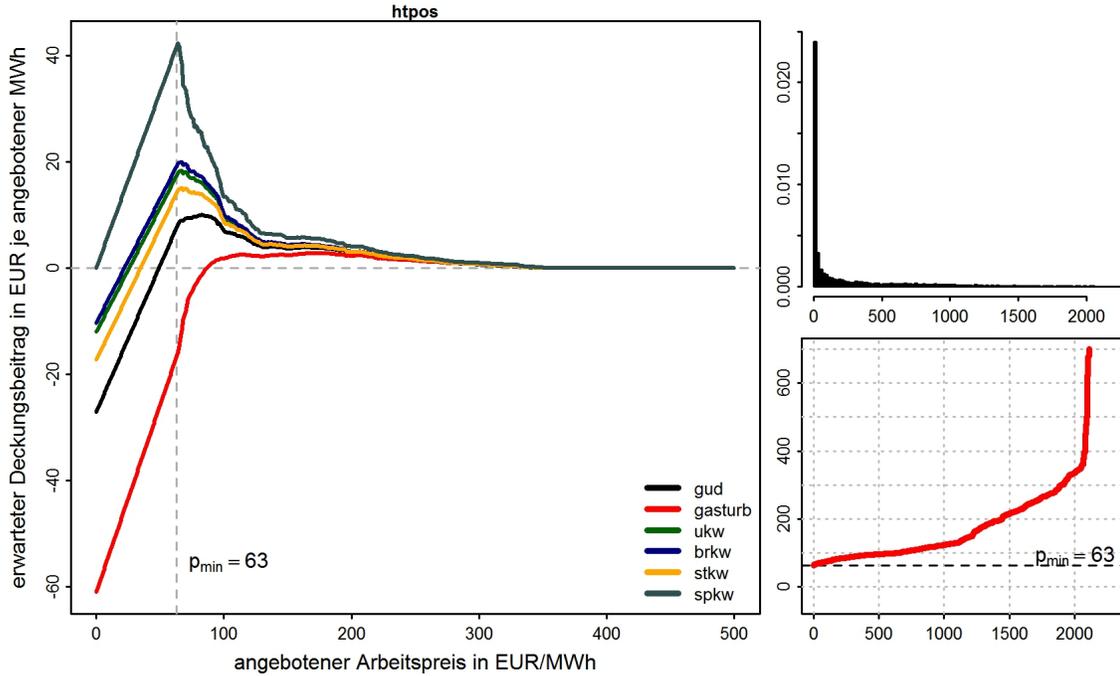
$$\{0, 0.5, 1, \dots, 99, 99.5, 100, 120, 140, \dots, m_{max}\}$$

In den folgenden Grafiken sind die Deckungsbeiträge je angebotener MWh gegen den gebotenen Arbeitspreis aufgetragen, beginnend mit dem Produkt HT Pos in Abbildung 4.3.1. Die vertikale, strichlierte Linie markiert den Arbeitspreis des günstigsten und somit ersten Angebots in der Merit Order, also jenen Wert p_a , der durch die Merit Order für das Argument $m = 0$ resultiert (dieser wird in der Folge als kleinster Arbeitspreis oder auch p_{min} bezeichnet). Bietet man einen Arbeitspreis kleiner oder gleich diesem Schwellenwert, wird die Mindestabrufmenge m_0 immer 0 MW betragen. Somit steigen bis zum kleinsten Arbeitspreis p_{min} die erwarteten Deckungsbeitragsfunktionen aller Kraftwerke mit einem konstanten Faktor an. Dieser Faktor lautet:

$$\frac{p_a}{r} \left(\int_{x \geq 0} \min(x, r) f_a(x) dx \right)$$

Dieser Ausdruck leitet sich ab von Gleichung 4.3.1. Setzt man dort $T_{vh} = 4$ (d.h. man wählt vier Viertelstunden) und $m_0 = 0$, so erhält man genau den erwarteten Deckungsbeitrag in EUR je Stunde für die insgesamt gebotene r an Reserveenergie. Dividiert man durch r , so gelangt man zum erwarteten Deckungsbeitrag je angebotener MWh. Leitet man anschließend ab nach p_a , so erhält man diesen Steigungsfaktor der Kurven für einen Arbeitspreis, der sich unter dem kleinsten Arbeitspreis bewegt.

Abbildung 4.3.1: erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf, HT Pos



Wie erwartet startet der Graph des Speicherkraftwerkes bei $DB_a(0) = 0$, da in der Deckungsbeitragsfunktion keine Kostenkomponente enthalten ist und steigt bis zu dem Preis p_{min} weiter an. Danach fällt die Funktion steil bergab, auch aufgrund der Tatsache, dass geschätzte die Merit Order bis etwa 1000 MW sehr gering ansteigt. Daher erfolgt für eine geringe Erhöhung des Arbeitspreises ein starker Anstieg der Mindestabrufmenge m_0 . Eine höhere Mindestabrufmenge m_0 wird aufgrund der Gestalt des Histogramms jedoch erheblich seltener abgerufen, wie bereits im Eingang dieses Kapitels argumentiert wurde.

Die Kurve des Gasturbinenkraftwerkes scheint auf den ersten Blick sonderbar, denn nach dem Überschreiten des kleinsten Arbeitspreises steigt sie kurzfristig stärker an als davor. Dies ist erklärbar durch die hohen Kosten, die durch die gewählte Parametrisierung eines Gasturbinenkraftwerkes entstehen, wenn Strom produziert werden muss. Wenn also p_{min} überschritten wird, ist die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs geringer, was sich wegen der nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bei Produktion positiv auf den Deckungsbeitrag auswirkt. Der Deckungsbeitrag wird erst bei einem Arbeitspreis von knapp 100 EUR positiv.

Die Funktionsgraphen der Dampfkraftwerke Uran, Braun- und Steinkohle liegen nahe beisammen. Hier brachte bereits die Optimierung der Einsatzplanung (Unit commitment) und die Berechnung der Opportunitätskosten O_1 zum Vorschein, dass die gewählte Parametrisierung zu ähnlichen Ergebnissen führt.

Im Vergleich zur Abbildung 4.0.1, also der Deckungsbeitragsberechnung mit theoretischer Abrufdichte und Merit Order, ist die hier entstandene Form der

Kurven ab Überschreitung des kleinsten Arbeitspreises nicht überall monoton fallend und allgemein etwas "wackelig". Das liegt daran, dass als Merit Order und als Dichte jeweils eine Treppenfunktion verwendet wird und daher die entsprechende Glattheit nicht gegeben ist.

In Abbildung 4.3.2 wurden die entsprechenden Kurven für das Produkt NT Pos geplottet. Die Relation der Deckungsbeitragsfunktionen der Kraftwerke untereinander wurden im Vergleich zur vorherigen Grafik im Wesentlichen beibehalten. Da Dichte und Merit Order während der Nebenzeit nicht allzu sehr von deren Gegenpart während der Hauptzeit abweichen, war etwas Anderes allerdings nicht zu erwarten.

Abbildung 4.3.2: erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf, NT Pos

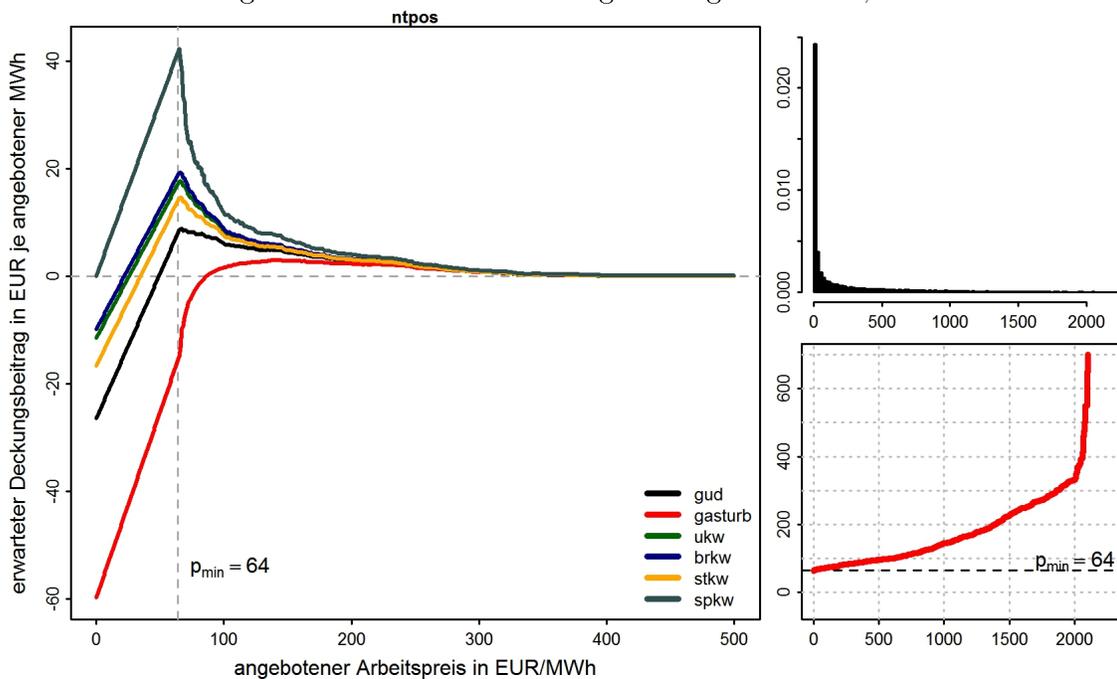
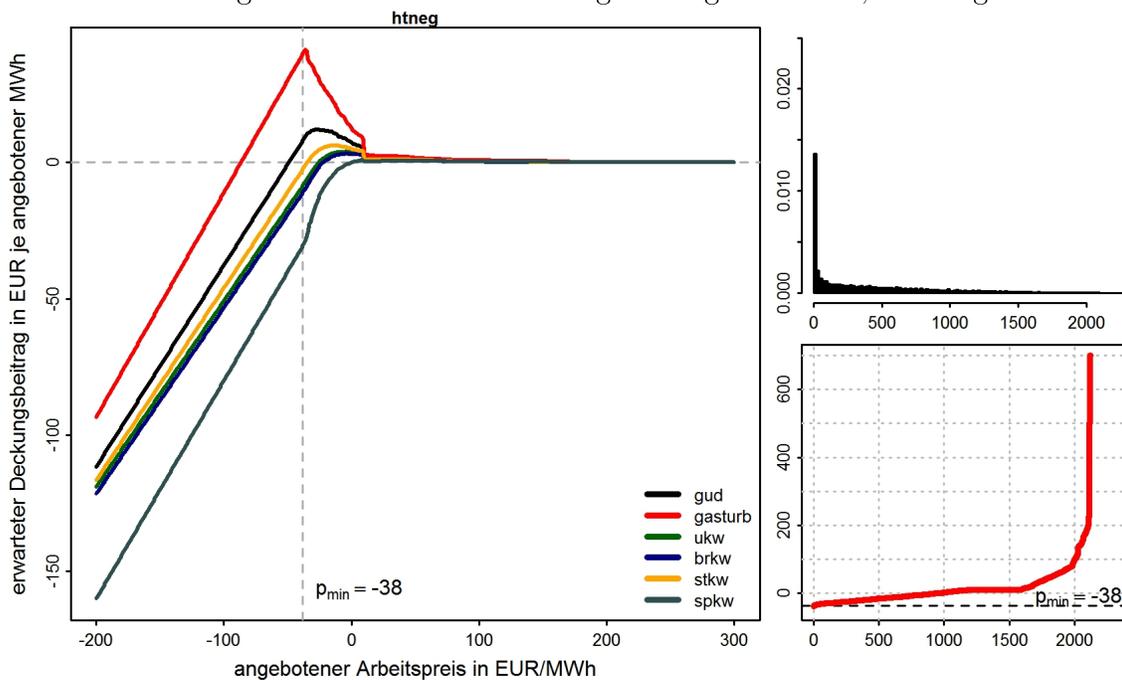


Abbildung 4.3.3 zeigt nun die Deckungsbeiträge bei Abruf negativer Regelleistung während einer Hauptzeitstunde. Hier findet so etwas wie eine Umkehrung der Verhältnisse bei Bereitstellung positiver Regelleistung statt. War das Wasserspeicherkraftwerk vorhin noch die wirtschaftlichste Anlage, so ist es jetzt jenes, das den geringsten erwarteten Deckungsbeitrag liefert. Man erkennt auch den steileren Anstieg nach Überschreiten des kleinsten Arbeitspreises. Die Argumentation hierfür ist dieselbe wie vorhin für das Gasturbinenkraftwerk. Das Speicherkraftwerk erwirtschaftet bei Abruf von Regelleistung unter negativem Arbeitspreis immer Verlust, und zwar umso höheren Verlust, je mehr Strom abgerufen wird. Eine Erhöhung des Preises über die Schwelle des kleinsten Arbeitspreises führt nun dazu, dass man weniger Strom verkaufen muss (da die Mindestabrufmenge m_0 steigt und diese sodann seltener überschritten wird).

Bei dem Gasturbinenkraftwerk ist genau der gegenteilige Effekt erkennbar. Je weiter das Kraftwerk heruntergeregelt werden muss, d.h. je mehr negative Regelleistung abgerufen wird, desto wirtschaftlicher läuft es. Bei dem p_{min} liegt hier das Optimum. Bei dieser Schwelle gilt gerade noch $m_0 = 0$, somit partizipiert man bei jedem einzelnen Abruf. Steigt der Arbeitspreis, so sinken die Chancen, Regelleistung liefern zu müssen. Diese Tatsache wiegt schwerer als die Erhöhung des Arbeitspreises, somit sinkt die Kurve des Gasturbinenkraftwerks rasch auf ein Niveau von Null.

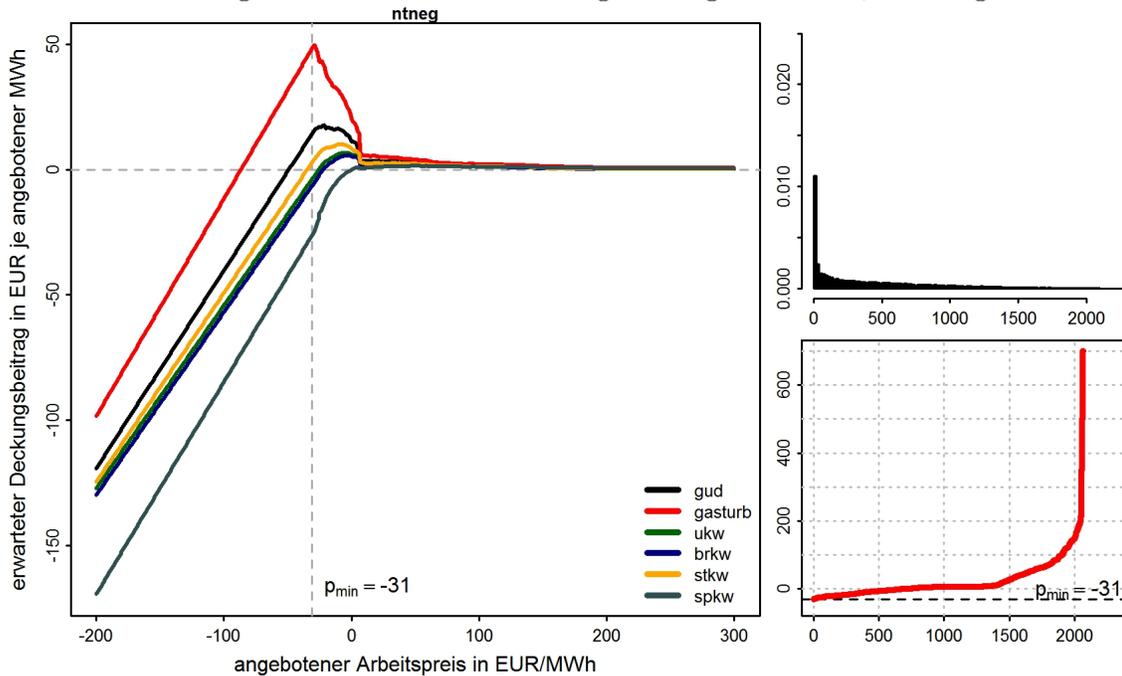
Die Kurven der restlichen Kraftwerke liegen wieder nahe beisammen, wobei sie sich jetzt im Gegensatz zu den Produkten mit positiver Regelleistung in umgekehrter Reihenfolge zeigen. Auffällig ist bei allen Kraftwerken der starke Knick nach unten bei einem Arbeitspreis von etwa 10 EUR/MWh. Dieser Umstand geht auf die Gestalt der Merit Order zurück, die von ca 1200 MW bis 1600 MW auf diesem Preisniveau stagniert und somit eine Erhöhung des Arbeitspreises gleich in einer starken Erhöhung von m_0 resultiert.

Abbildung 4.3.3: erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf, HT Neg



Das gleiche gilt in Abbildung 4.3.4. Sie zeigt die erwarteten Deckungsbeitragsfunktionen der Kraftwerke für NT Neg. Das Verhalten der Kurven während der Nebenzeit, wie zuvor schon für Produkte positiver Regelleistung zu beobachten war, unterscheidet sich nur unwesentlich von jenen der Hauptzeit.

Abbildung 4.3.4: erwarteter Deckungsbeitrag bei Abruf, NT Neg



In Tabelle 4.1 sind die optimalen Arbeitspreise je Produkt und Kraftwerkstyp dargestellt. Wie schon aus den Grafiken hervorgegangen, liegt der optimale Arbeitspreis für ein Wasserkraftwerk für die Produkte HT Pos und NT Pos ganz nahe am jeweiligen kleinsten Arbeitspreis p_{min} . Dasselbe gilt für die drei Dampfkraftwerke. Bei den beiden Produkten negativer Regelleistung ist das Optimum für das Wasserkraftwerk erst bei positiven Arbeitspreisen erreicht. Im Gegensatz zu all den anderen Kraftwerken. Diese erwirtschaften ihr Optimum unter HT Neg und NT Neg bei negativem Arbeitspreis. Am sensibelsten auf Abrufe reagiert das Gasturbinenkraftwerk. Hier stimmen optimaler Arbeitspreis und kleinster Arbeitspreis p_{min} überein.

Tabelle 4.1: optimaler Arbeitspreis in EUR/MWh

p_a^*	GuD	Gasturb.	Uran	Br.kohle	St.kohle	SPKW	p_{min}
HTpos	83	175	67	67	67	64	63
HTneg	-29	-36	-5	-5	-15	8	-38
NTpos	67	144	66	65	66	65	64
NTneg	-21	-29	-6	-4	-9	51	-31

Tabelle 4.2 zeigt die Deckungsbeiträge je Produkt und Kraftwerkstyp in EUR. Die Werte für Nebenzeitprodukte sind stets höher als jene der Hauptzeitprodukte. Das ist einfach damit zu erklären, dass die Nebenzeit 108 Stunden pro Woche beträgt, während die Hauptzeit nur 60 Wochenstunden abdeckt. Diese Beträge

sind jedoch nicht sehr aussagekräftig, denn einerseits fehlen Vergleichswerte aus der Praxis und andererseits fließen hier die unterschiedlichen Angebotsmengen r mit ein, für die ja festgelegt wurde: $r = 0,1 \cdot P_{max}$. So wurde beispielsweise ein Gasturbinenkraftwerk mit $r = 10$ MW, ein Braunkohlekraftwerk jedoch mit $r = 100$ MW durchgerechnet.

Tabelle 4.2: Deckungsbeitrag für Gesamtmenge r unter optimalem Arbeitspreis

$DB_a^{Woche}(p_a^*)$	GuD	Gasturb.	Uran	Br.kohle	St.kohle	SPKW
HTpos	25.300	1.686	110.280	120.120	66.357	38.133
HTneg	30.492	24.900	23.820	19.560	27.725	747
NTpos	40.234	3.250	190.296	208.116	115.106	68.526
NTneg	80.786	53.643	72.468	60.048	79.628	2.349

Daher sind in Tabelle 4.3 die absoluten Werte der erwarteten Deckungsbeiträge in Relation zur angebotenen Menge r gesetzt worden. Diese Beträge liefern schon eher Information bezüglich der Wirtschaftlichkeit und entsprechen den Peaks in den Abbildungen 4.3.1 bis 4.3.4. Bei den Produkten positiver Regelleistung ist das Wasserverspeicherkraftwerk am rentabelsten, bei verhältnismäßig niedrigem optimalen Arbeitspreis. Dahinter folgen die drei Dampfkraftwerke, bei ähnlichem optimalen Arbeitspreis. Den geringsten Deckungsbeitrag verdient man demnach mit einem Gasturbinenkraftwerk. Ein relativ hoher optimaler Arbeitspreis (175 EUR/MWh während Hauptzeit, 144 EUR/MWh während Nebenzeit) sorgt dafür, dass die Deckungsbeiträge - wenn auch nur knapp - positiv sind. Bei den Produkten HT Neg und NT neg wird diese Reihenfolge auf den Kopf gestellt. Als relativ konstant erscheint das Gas- und Dampf Kombikraftwerk, hier schwanken die Beträge zwischen den Produkten positiver und negativer Regelleistung am geringsten.

Tabelle 4.3: Deckungsbeitrag je angebotener MWh unter optimalem Arbeitspreis

$DB_a(p_a^*)$	GuD	Gasturb.	Uran	Br.kohle	St.kohle	SPKW
HTpos	10,04	2,81	18,38	20,02	15,15	42,37
HTneg	12,10	41,50	3,97	3,26	6,33	0,83
NTpos	8,87	3,01	17,62	19,27	14,60	42,30
NTneg	17,81	49,67	6,71	5,56	10,10	1,45

Die Opportunitätskostenberechnung erfolgt nun, indem man den erwarteten Deckungsbeitrag je Woche aus Tabelle 4.2 von den Opportunitätskosten O_1 aus Abschnitt 3.4 abzieht. Die Resultate wurden in Tabelle 4.4 aufbereitet. Mit UKW und Braunkohlekraftwerk lässt sich mit dem optimalen Arbeitspreis soviel verdienen, dass die Opportunitätskosten negativ werden.

Tabelle 4.4: absolute Opportunitätskosten

O	GuD	Gasturb.	Uran	Br.kohle	St.kohle	SPKW
HTpos	431.622	232.422	28.460	40.725	23.225	7.922
HTneg	427.178	231.910	-23.803	-19.560	27	1.388
NTpos	1.008.482	457.868	-24.586	-43.101	78.833	9.783
NTneg	1.027.843	462.282	-17.012	-45.107	104.813	17.820

Um schließlich die Untergrenze des Leistungspreises UL zu erhalten, werden die absoluten Opportunitätskosten O durch die vorgehaltene Menge an Regelleistung dividiert. In Tabelle 4.5 sind die Ergebnisse dargestellt. Daneben wurde auch wieder Grenzleistungs- und mittlerer Leistungspreis der Kalenderwoche 21, 2012, abgebildet.

Tabelle 4.5: Opportunitätskosten in EUR je angebotenem MW

$UL = O/r$	GuD	Gasturb.	Uran	Br.kohle	St.kohle	SPKW	GLP	MLP
angeb. Leist.	100 MW	100 MW	73 MW	42 MW	10 MW	15 MW		
HTpos	10.277	23.242	285	407	318	528	184	96
HTneg	10.171	23.191	-238	-196	0	93	988	453
NTpos	24.011	45.787	-246	-431	1.080	652	388	305
NTneg	24.472	46.228	-170	-451	1.436	1.188	1945	1576

Die negativen Leistungspreis von UKW und Braunkohlekraftwerk bedeuten, dass diese einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften würden, selbst wenn sie für die Vorhaltung zahlen müssten. Dies ist mit der Praxis schwer vereinbar, da negative Leistungspreise in der Realität nicht vorkommen. Auch die Hierarchie des Grenzleistungspreises bezüglich Produkttyp konnte bei keinem der Kraftwerke korrekt abgebildet werden. Beispielsweise sind die Opportunitätskosten für HT Neg bei GuD-, Gasturbinen-, Steinkohle- und Speicherkraftwerk im Vergleich mit HT Pos und NT Pos am niedrigsten, der realisierte Grenzleistungspreis für HT Neg ist jedoch signifikant höher als jener der beiden Produkte positiver Regelleistung. Die Opportunitätskosten für ein Gasturbinenkraftwerk übersteigen den Grenzleistungspreis teils um das 200-fache (siehe HT Pos), obwohl dieser Kraftwerkstyp wegen seiner schnellen Lastwechselfähigkeit häufig zur Abdeckung von Spitzenlasten eingesetzt wird.

Man muss festhalten, dass die Ergebnisse der Berechnungen zumindest für die betrachtete Referenzwoche der Praxis nicht standhalten. Worin mögliche Ursachen für Fehler liegen könnten, wird im letzten Kapitel beschrieben.

Kapitel 5

Zusammenfassung

In den bisherigen Kapitel wurde ein Modell vorgestellt, das eine Untergrenze des Leistungspreises für die Teilnahme am deutschen Markt für Sekundärregelleistung liefert. Um diesen Schwellenwert zu erhalten, mussten Opportunitätskosten für die Vorhaltung der entsprechenden Menge an Reserveleistung berechnet werden. Außerdem wurde unter Einbezug historischer Auktionsergebnisse und Abrufmengen der optimale Arbeitspreis geschätzt und damit der erwartete Deckungsbeitrag bei Abruf von Reserveleistung bestimmt. Die Opportunitätskosten aus der Vorhaltung wurden um den erwarteten Deckungsbeitrag bei Abruf vermindert und durch die Menge der vorgehaltenen Regelleistung dividiert, um schließlich die Untergrenze des Leistungspreises pro angebotem MW zu erhalten. Die berechneten Werte wurden den tatsächlich am Sekundärregelmarkt erzielten Grenzleistungs- und mittleren Leistungspreisen gegenübergestellt. Um bei der Auktion den Zuschlag zu erhalten, muss sich der gebotene Leistungspreis unterhalb des Grenzleistungspreises bewegen. Dies ist mit den Prognoseergebnissen einerseits teilweise gelungen - je nach Produkt und Kraftwerkstyp besser oder schlechter. Andererseits wirken die Ergebnisse manchmal leider etwas fern der Praxis, blickt man z.B auf die Höhe des prognostizierten Leistungspreis bei GuD und Gasturbinenkraftwerken. Auch die negativen Leistungspreise von Uran und Braunkohlekraftwerke lässt Zweifel an der Qualität des Modells aufkommen.

Im Zuge der Modellierung wurden einige Annahmen getroffen, teils um das Modell einfach zu halten, teils wegen unzureichendem Datenmaterial. Einige davon sollen nun kritisch hinterfragt werden

Kraftwerkstypen

Um am Markt für Sekundärregelleistung teilzunehmen, muss das Kraftwerk in der Lage sein, sehr schnell die vom Übertragungsnetzbetreiber geforderte Energiemenge bereitstellen zu können. Die technischen Erfordernisse besagen, dass innerhalb von fünf Minuten die gesamte gebotene Leistung abgerufen werden

können muss. Wie bereits erwähnt, sind UKW's, aber auch Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke für die Gewährleistung der Grundlastversorgung konzipiert. Die Fähigkeit, schnelle Lastwechsel durchführen zu können ist für diese Art der Versorgung nicht notwendig. Daher ist auch eine erfolgreiche Präqualifikation solcher Kraftwerkstypen eher unwahrscheinlich.

Deckungsbeitragsfunktion

Aufgrund der Wahl der inversen Produktionsfunktion, bei der auf den quadratischen Faktor verzichtet wurde, hängt die Deckungsbeitragsfunktion immer affin von der Produktionsmenge P_t ab. Eine Erhöhung der Produktionsmenge um eine Einheit führt zu einer konstanten und immer gleichen Veränderung im Wert des Deckungsbeitrages, egal in welchem Produktionsniveau man sich befindet. Die Grenzkostenfunktion ist also konstant. Dies führt zu der Vereinfachung, dass man unter Produktion stets das minimal oder maximal mögliche Level als optimale Produktionsmenge erhält. In der Praxis wird das nicht immer der Fall sein, es werden auch Produktionsniveaus zwischen P_{min} und P_{max} realisiert.

Auch die gewählte Parametrisierung der inversen Produktionsfunktion scheint zumindest für GuD und Gasturbinenanlagen nicht geeignet, da sie dazu führt, das Kraftwerk unter optimaler Strategie erst gar nicht hochzufahren. Dieser Effekt könnte aber ebenso auf einen zu hoch angenommenen Gaspreis zurückgeführt werden.

Bei Speicherkraftwerken fehlt in der Deckungsbeitragsfunktion jeglicher Kostenanteil. Desweiteren wird der Wassermenge, die nicht verstromt wurde, kein Wert zugewiesen. Es macht also im Modell keinen Unterschied, ob durch die Vorhaltung von Reserveenergie ein Teil des Wasserbudgets übrig bleibt oder ob die ganze Menge zur Stromerzeugung verwendet wird. Die verbleibende Wassermenge wird auch nicht auf das Wasserbudget der Folgewoche aufgeschlagen. Diese Vereinfachung ist in der Realität auch nicht nachvollziehbar, da nicht verbrauchtes Wasser nicht einfach „verschwindet“.

Strompreise

Die Strompreise fließen als exogene Größe in das Modell ein. Die neun, zur Verfügung stehenden Preistrajektorien beschreiben das jeweilige Niveau der Strompreissimulationen über einen Zeitraum von einer Woche. Beispielsweise liefert Q^{90} das Höchstpreisszenario, Q^{50} das mittlere Szenario, usw. In der Realität kann aber auch ein Tag mit verhältnismäßig hohen Preisen auf einen Tag mit Niedrigpreisen folgen. Solche Abhängigkeiten wurden im Modell nicht berücksichtigt und sollten gesondert untersucht werden. Um hier einen gewissen Ausgleich zu schaffen, wurde für die Berechnung der Opportunitätskosten O_1 der Mittelwert

aller O_1 -Werte der jeweiligen Preistrajektorien gewählt. Dies wirft allerdings die Frage auf, wie der optimale Fahrplan zur Steuerung des Kraftwerks bestimmt wird - je nach Preisszenario ändert sich nämlich auch dieser.

Merit Order der Arbeitspreise

Zur Schätzung der Merit Order der Arbeitspreise wurde angenommen, dass die Realisationen $m_{0,i}(p_a)$ der 48 historischen Merit Order zu einem gegebenen Arbeitspreis unabhängig und ident verteilt sind. Jedoch scheinen zeitliche Abhängigkeiten - beispielsweise von Spotmarktpreisen für Strom, aber auch von Preisen für Brennstoffe eher wahrscheinlich. Außerdem wurde im Modell implizit angenommen, dass die Merit Order im zeitlichen Verlauf im Mittel konstant bleibt, auch diese Annahme müsste erst auf Gültigkeit untersucht werden. Dass die Merit Order in einem ersten Schritt bestimmt wird, und daraufhin als exogene Größe in die Deckungsbeitragsberechnung bei Abruf eingeht, stellt ebenfalls eine große Vereinfachung dar.

Abrufhäufigkeiten

Für die Modellierung der Abrufhäufigkeiten wurden alle viertelstündlichen Durchschnittswerte der Abrufmengen innerhalb der betrachteten 48 Wochen nach Produkttyp unterteilt und anschließend gepoolt. Ein solches Vorgehen führt zu einer großen Datenbasis, um darauf mittels eines Histogramms die relativen Abrufhäufigkeiten schätzen zu können. Hinter diesem Vorgehen steckt die Annahme, die viertelstündlichen Werte seien voneinander unabhängig und ident verteilt. In diesem Punkt wird das Modell stark vereinfacht. In der Praxis können die Daten von Woche zu Woche stark variieren, wie in diversen Grafiken in Kapitel 4 verdeutlicht wurde. Hier wäre es ebenso sinnvoll, zeitliche Abhängigkeiten zu untersuchen, um Möglichkeiten einer flexibleren Schätzung der Häufigkeiten zu finden.

Der nächste Schritt wäre nun, das Modell zu validieren um einen Eindruck zu bekommen, ob die Resultate nur in der betrachteten Kalenderwoche 21, 2012 so sehr von den realen Ergebnissen abweichen, oder ob Zweifel am Modell selbst angebracht sind. Anschließend müssen die in diesem Kapitel angeschnittenen Punkte näher untersucht werden, um eine entgeltliche Aussage über die Qualität des Modells zu erhalten. Dies würde jedoch den Rahmen dieser Diplomarbeit sprengen. Aber auch mit den getroffenen Vereinfachungen bietet das Modell genügend Stellschrauben, an denen man drehen kann, um die Ergebnisse näher an die Realität heranzuführen.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesgesetzblatt: EnWG - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, veröffentlicht am 7. Juli 2005, Gesetz
- [2] Swider, Derk Jan: Handel an Regelenergie- und Spotmärkten, Deutscher Universitäts-Verlag, 2006
- [3] Tseng Chung-Li, Barz Graydon: Short term generation asset valuation: A real options approach; Operations Research Vol. 50, No 2, March-April 2002, pp297-310
- [4] Gessner P., Wacker H.: Dynamische Optimierung, Carl Hanser Verlag München, 1972
- [5] Bellman, Richard: Dynamic Programming, Princeton University Press, Princeton New Jersey, 1957
- [6] <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/faq>
- [7] <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook>
- [8] <http://www.e-control.at>