



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN



## Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines

### Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

der Studienrichtung Elektrotechnik  
an der Technischen Universität Wien

## Sequenzielle dynamische Einsatzoptimierung aggregierter elektrischer Lasten

eingereicht am

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe

Begutachter: Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer

AssistentInnen: Dipl.-Ing. Bettina Burgholzer

Mag. Daniel Schwabeneder

von

**Jakob Fölser, BSc**

0926083

Wien, November 2016



## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich während meines Studiums und im speziellen bei dieser Diplomarbeit unterstützt haben.

Mein ausdrücklicher Dank gilt meinem Betreuersteam, Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer, Dipl.-Ing. Bettina Burgholzer und Mag. Daniel Schwabeneder, für die fachlichen Hilfestellungen, die konstruktiven Anregungen und die bereichernden Gespräche.

Ganz besonders bedanke ich mich bei meiner Freundin Johanna, die mich immer aufs Neue motivierte und mir zwei offene Ohren schenkte, - für die schönen Auszeiten aus dem Uni-Alltag und das große Verständnis, vor allem, wenn aufgrund des Studiums die gemeinsame Zeit knapp wurde.

Meinen Eltern August und Barbara danke ich, dass sie mir das Studium ermöglichten und mir gemeinsam mit meiner gesamten Familie immer den nötigen Rückhalt gaben.



## Abstract

The energy system faces an increasing amount of renewable energies whose volatile production causes a rising need for regulation to keep production in balance with consumption. Before the liberalisation of the Austrian energy markets demand was given exogenously and the production side was in charge of regulation. Nowadays regulation by the demand side is becoming possible and more important. This thesis determines the profitability of ancillary services by demand response and the bidding of loads on the spot market. Therefore, a model was evolved mapping the timetable of real electricity markets and aiming to maximize the profit of an aggregator by marketing the flexible loads on the Austrian ancillary and spot market. Furthermore, exchanges between participants of the aggregator themselves were introduced. Each market auction is modelled by a separate optimization which is processed sequentially. Due to the chronology of the auctions the quantities of the participants are marketed in a rolling fashion. One of the main features of the model is that the quantities of participants can change dynamically between the auctions. The pool of participants includes loads exclusively. In some scenarios it is extended with the inclusion of a wind park, which aims to compensate its forecasting error. The foci of the analysis are not only the attainable profit and the degree of fragmentation between the participants on the different markets, but also the differences between the various loads. The results show that the power2heat device dominates, followed by the electrolysis plant. Generally, the marginal costs of the loads affect the results more than the temporal constraints. Especially load reduction has higher marginal costs than the rising of loads, wherefore the loads mostly takeover energy. Compared to individual marketing, the loads benefit from their aggregation due to enablement of access to the markets and their endeavour for the common and not for the individual optimum. Furthermore, it can be observed that for quantities, which are known a long time before, the spot market is preferred to the exchanges between participants. But for quickly available quantities the exchange between participants is a profitable opportunity. Based on demand response the yields observed are too small to outline an incentive for most of the loads to attend demand response programmes.



## Kurzfassung

Die zunehmende Menge volatiler erneuerbarer Energieträger im Energiesystem steigert den Bedarf an Regelreserve, welche dazu dient, den Verbrauch und die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten. Während bis zur Liberalisierung der Strommärkte der Verbrauch exogen vorgegeben war und die Regelung der Erzeugerseite oblag, ist seitdem auch eine Regelung auf der Lastseite möglich. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Rentabilität von Lastmanagement zur Erbringung solcher Systemdienstleistungen sowie bei Vermarktung am Spotmarkt. Dazu wurde ein Modell erstellt, das den zeitlichen Ablauf der realen Märkte abbildet und dessen Ziel die Maximierung der Gewinne eines Aggregators von flexiblen Lasten bei Vermarktung am österreichischen Regelreserve- und Spotmarkt sowie im gegenseitigen Teilnehmernaustausch ist. Aus der zeitlichen Abfolge der Vermarktungen, welche jede für sich ein eigenes Optimierungsproblem darstellt und sequenziell abgearbeitet wird, ergibt sich eine rollierende Vermarktung der verfügbaren Mengen der Teilnehmer. Eine Kerneigenschaft des Modells ist dadurch gegeben, dass sich diese verfügbaren Mengen zwischen den Vermarktungen dynamisch verändern können. Der betrachtete Teilnehmerpool besteht ausschließlich aus elektrischen Lasten (Kläranlage, Elektrolyse, Stahlwerk, Papierwerk, Zementwerk, Kühlhaus, Wärmepumpen, Power2Heat) und wird am Ende dieser Arbeit durch einen Windpark ergänzt, welcher seine Windprognosefehler durch den Aggregator auszugleichen versucht. Neben dem erzielbaren Gewinn werden die Aufteilungen der von den Teilnehmern bereitgestellten Mengen auf die verschiedenen Märkte sowie die Unterschiede der einzelnen Lasten analysiert. In den Ergebnissen wird dabei eine Dominanz von Power2Heat, gefolgt von Elektrolyse, festgestellt. Generell wirken sich die Grenzkosten der Lasten stärker auf die Abrufe aus als deren zeitliche Beschränkungen, wobei vor allem Lastreduktionen höhere Grenzkosten als Laststeigerungen aufweisen und es somit großteils zur Energieübernahme durch die Teilnehmer kommt. Gegenüber der Einzelvermarktung bietet die Aggregation Vorteile, da neben der Ermöglichung von Marktzugängen auch einzelne Teilnehmer entgegen ihrer eigenen Profitmaximierung Abrufe tätigen und damit anderen Teilnehmern höhere Gewinne erlauben, wodurch wiederum der Gesamtgewinn steigt. Weiters lässt sich feststellen, dass der Spotmarkt gegenüber dem Teilnehmernaustausch bei langfristig bekannten Verfügbarkeiten im Vorteil ist. Für kurzfristige Verfügbarkeiten hingegen bietet der Austausch zwischen den Teilnehmern eine attraktive Möglichkeit für Zusatzerlöse. Die durch Lastmanagement erzielbaren Gewinne an den betrachteten Märkten sind für die meisten Teilnehmer zu gering, um Anreize zu bieten, an Lastmanagementprogrammen teilzunehmen.





# Inhaltsverzeichnis

<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>vii</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Zentrale Fragestellung.....	2
1.2 Methodik.....	2
1.3 Aufbau der Arbeit.....	2
<b>2 State of the Art</b>	<b>4</b>
<b>3 Methode</b>	<b>8</b>
3.1 Aufbau und Ablauf .....	8
3.2 Analytisches Modell .....	12
3.2.1 Verknüpfung der Teilnehmer .....	13
3.2.2 Preisbildung der Übertragungstrecken .....	15
3.2.3 Zielfunktion .....	15
3.2.4 Allgemeine Nebenbedingungen.....	16
3.2.5 Nebenbedingungen Optimierung Regelreservemarkt Week-Ahead .	18
3.2.6 Nebenbedingungen Optimierung Spotmarkt .....	20
3.2.7 Nebenbedingungen Optimierung Regelreservemarkt Day-Ahead ....	21
3.2.8 Nebenbedingungen Optimierung Teilnehmernaustausch.....	21
3.3 Annahmen und Vereinfachungen .....	24
3.4 Validierung .....	25
3.5 Skalierung.....	26
3.5.1 Allgemeine Beschränkungen.....	26
3.5.2 Regelreservemarkt .....	26
3.5.3 Spotmarkt.....	28
3.5.4 Teilnehmer .....	28

<b>4 Ergebnisse</b>	<b>36</b>
4.1 Referenzszenario .....	36
4.2 Beschränkung der Mengen am Regelreservemarkt .....	42
4.3 Variation des Bewertungspreises des Regelreservemarktes.....	44
4.4 Variation des angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt.....	47
4.5 Einflüsse verschiedener Parameter .....	49
4.5.1 Beschränkungen der Teilnehmer.....	49
4.5.2 Preise und Kosten der Teilnehmer .....	50
4.6 Einbindung eines Windparks .....	51
4.6.1 Variation des Bewertungspreises des Regelreservemarktes.....	52
4.6.2 Variation des angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt ..	52
4.6.3 Beschränkung der Mengen am Regelreserve- und Spotmarkt.....	53
4.7 Einfluss des Mengennettings .....	54
4.8 Einfluss des Austausches zwischen Teilnehmern .....	57
<b>5 Gegenüberstellung und Synthese der Ergebnisse</b>	<b>58</b>
<b>6 Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>61</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>68</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>69</b>





# 1 Einleitung

Die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem hat zur Folge, dass durch deren großteils volatile Einspeisung der Regelbedarf im Stromnetz steigt, um Stromerzeugung und -verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Die dafür notwendige Flexibilität kann von schnell regelbaren Kraftwerken, wie etwa Pumpspeicher- oder Gasturbinenkraftwerken, bereitgestellt werden. Vor der Liberalisierung der Strommärkte mit der damit einhergehenden Öffnung der Regelreservemärkte für Aggregatoren wurde der Stromverbrauch als exogene Randbedingung angesehen, wodurch jegliche Regelung durch die Erzeugerseite erfolgen musste. Seitdem gewann die Möglichkeit der Steuerung der Lasten als Regelmöglichkeit zunehmend an Attraktivität. Durch Verschiebung, Einsparung und Steigerung von Produktionsprozessen können Lasten von Kunden, wie sie z. B. Kläranlagen, Elektrolysen, Stahlwerke, Papierwerke, Zementwerke, Kühlhäuser, Wärmepumpen und Power2Heat-Anlagen darstellen, Warenlager, Silos bzw. Wärme- und Kältespeicher als indirekte Stromspeicher verwendet werden und somit wichtige Systemdienstleistungen bereitstellen. Die Aggregation der einzelnen Lasten zu einem Pool bringt dabei den Vorteil, dass auf manchen Märkten, wo Mindestleistungen und längere Zeitintervalle von Produkten die Teilnahme einzelner Lasten verhindern, aggregierte Kunden gemeinsam die Anforderungen der Märkte erfüllen können. Weiters teilen sich die technischen Kosten für gemeinsame Leit- und Steuerungstechnik sowie wirtschaftliche Kosten für Marktzugänge an Strombörsen auf die Teilnehmer auf. Zusätzliche Synergien können entstehen, wenn einzelne Teilnehmer für sich unwirtschaftlich wirkende Abrufe tätigen und dadurch anderen Teilnehmern einen höheren Gewinn erlauben, wodurch der Gesamtgewinn steigt. Der Aggregator muss analog einer Kraftwerkseinsatzoptimierung<sup>1</sup> eine Lasteneinsatzoptimierung durchführen, bei welcher die Kostenstrukturen der Lasten und Märkte die zentralen Parameter bilden. Während Kraftwerke bis auf Revisionen und andere Ausnahmen eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen, unterliegen Lasten größeren Einschränkungen, da die Produktionsprozesse für industrielle Betriebe die oberste Priorität besitzen.

---

<sup>1</sup> Kraftwerkseinsatzoptimierung ist die Erstellung der Kraftwerksfahrpläne nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Dabei sind die Verpflichtungen, welche auf verschiedenen Märkten eingegangen werden, einzuhalten.

## 1 Einleitung

### 1.1 Zentrale Fragestellung

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Optimierungsmodell eines Aggregators zu erstellen, welcher die Flexibilitäten unterschiedlicher Lasten auf verschiedenen österreichischen Strommärkten vermarktet, um damit den größtmöglichen Gewinn zu erzielen. Als Märkte sind der Regelreservemarkt, der Spotmarkt und der gegenseitige Austausch zwischen den Teilnehmern abzubilden. Es soll untersucht werden, wie wirtschaftlich der Aggregator mit seinem Pool aus reinen Lasten auf den Strommärkten agiert. Von Interesse sind dabei die erzielbaren Gewinne, welche Märkte in welchem Ausmaß bedient werden, die Unterschiede der Teilnehmer und welche Rolle ein Austausch zwischen den Teilnehmern spielt.

### 1.2 Methodik

Das zugrunde liegende Modell wurde in *Matlab* realisiert und bildet den zeitlichen Ablauf der realen Märkte ab. Für jede Vermarktung wird ein eigenes lineares Mixed-Integer Optimierungsproblem mit der Toolbox *Yalmip* [1] und mit dem Solver *Gurobi* gelöst, um den Gesamtgewinn zu maximieren. Die von den Teilnehmern durch Lastmanagement zur Verfügung gestellten Mengen werden vor jeder Vermarktung neu ermittelt, da sie sich u. a. durch Zuschläge auf einem Markt dynamisch verändern können. Die Abarbeitung der Vermarktungen und Optimierungen erfolgt sequenziell, wobei durch die verschiedenen Produkte auf den unterschiedlichen Märkten eine zeitliche Überlappung besteht und somit eine rollierende Optimierung vorliegt. Neben Teilnehmern mit industriellen Lasten und einem Pool aus aggregierten Wärmepumpen wurde in einigen Fallstudien auch ein Windpark eingebunden, welcher seinen Windprognosefehler über die anderen Teilnehmer auszugleichen versucht. Damit wird die Auswirkung kurzfristig zur Verfügung stehender Flexibilität betrachtet.

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Nachdem im ersten Kapitel eine Einführung in die Thematik erfolgte und die Fragestellung vorgestellt wurde, gibt das anschließende Kapitel 2 einen Einblick in bestehende Arbeiten zu *Demand Response*<sup>2</sup> und die derzeit am österreichischen Regelreservemarkt aktiven Aggregatoren. Die Methode und die Erklärung der Optimierungsprobleme sowie die Modellimplementierung mit deren Validierung sind Bestandteil des Kapitels 3. Zusätzlich beinhaltet es eine Beschreibung der einzelnen Teilnehmer und

---

<sup>2</sup> Demand Response wird als in der Literatur gängiger Begriff äquivalent für Lastmanagement verwendet.

Märkte sowie eine Auflistung der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen. Kapitel 4 umfasst die Ergebnisse des entwickelten Modells und vergleicht die erzielten Gewinne, Abrufe und die Verteilung der gehandelten Mengen auf den verschiedenen Märkten für unterschiedliche Szenarien. Eine Gegenüberstellung und Zusammenfassung der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 5. Die Schlussfolgerungen dieser Arbeit und mögliche zukünftige Modellerweiterungen sind in Kapitel 6 dargestellt, welches zudem daraus abgeleitete mögliche weitere Forschungsaufgaben darlegt.

## 2 State of the Art

Zur Thematik des Lastmanagements existieren bereits viele Arbeiten, welche sich durch die Methode, das betrachtete geografische Gebiet und die verwendeten Lasttechnologien unterscheiden. Speziell bei Letzteren ist zwischen dem Haushalts- und Industriebereich zu differenzieren. In diesem Zusammenhang stellt sich die zentrale Frage nach dem verfügbaren Potenzial, wobei die meisten Studien statische Betrachtungen vornehmen. Der folgende Abschnitt bietet einen Abriss der vorhandenen Literatur.

Die Studie „*A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand Response*“ des Lawrence Berkeley National Laboratory nennt die verschiedenen Kosteneinsparungspotenziale, welche der Einsatz von *Demand Response* bietet. Demnach ergeben sich neben Einsparungen durch die Vermeidung des Zubaus neuer Produktionskapazitäten auch Möglichkeiten, speziell in stark belasteten Netzabschnitten Übertragungs- und Verteilnetzkosten zu verringern. Zu Zeiten hoher Stromproduktion und hoher Preise an den Strommärkten kann aktives Lastmanagement zu einer Preissenkung beitragen. Weitere Einsparungspotenziale ergeben sich, indem *Demand Response* die Kosten für Netzdienstleistungen und Regelreserve senkt, die Preisvolatilität an den Strommärkten ausgleicht und die Integration von erneuerbaren Energien fördert [2].

Diese Unterstützung der volatilen Erzeugung durch *Demand Response* wird auch in der Arbeit „*Demand Response in an Isolated System with high Wind Integration*“ von Dietrich, Latorre, Olmos und Ramos behandelt. Das entwickelte Modell bezieht sich dabei auf das isolierte Stromnetz auf Gran Canaria. Bei hoher Winderzeugung kann demnach durch Lastverschiebung überschüssige Energie aufgenommen werden, sodass ein Abregeln der Windräder nicht notwendig ist. Dabei wird ein zentraler Ansatz, bei dem der Netzbetreiber die *Demand Response* Maßnahmen steuert, mit einem System verglichen, bei dem die flexiblen Verbraucher anhand des aktuellen Strompreises selbst über deren Einsatz entscheiden. Es lassen sich für beide Systeme Kostenreduktionen für das Gesamtsystem feststellen, da man weniger thermische Kraftwerke für die Spitzenlastabdeckung benötigt, wobei der zentrale Ansatz gegenüber dem dezentralen größere Einsparungen erreicht [3].

Dietrich beschäftigt sich in einer weiteren Arbeit ebenfalls mit den Auswirkungen von *Demand Response* auf die Integration von erneuerbaren Energien, im Speziellen von Windkraft, in das spanische Energiesystem. Als hemmenden Faktor für den Einsatz von Lastmanagement macht Dietrich ein niedriges Kostenniveau aus, da dadurch auch der



Nettogewinn der Verbraucher gering ausfällt. Eine Untersuchung mit mehreren parallelen Lastmanagementprogrammen an Day-Ahead-Strommärkten und Regelreservemärkten zeigt, dass durch die Bereitstellung von Regelreserve die Produktionskosten und Emissionen sinken sowie die Integration erneuerbarer Energieträger gefördert wird, wodurch auch die Wohlfahrt steigt. Die Regelreserveerbringung wird auch als effizienter als die bloße Verschiebung des Stromverbrauches erkannt und mittels *Demand Response* können zukünftige Energiesysteme zuverlässig geführt werden [4].

Eine Untersuchung des ökonomischen Wohlstandes durch vorhandene *Demand Response* Programme am amerikanischen PJM-Strommarkt von Walawalkar, Blumsack Apt und Fernands zeigt zudem, dass der Strompreis zu Spitzenlastzeiten im Bereich von einigen Hundert Dollar pro MWh liegt, während bei geringerem Energiebedarf Preise um 50 \$/MWh üblich sind. Eine Reduktion der Lasten zu den Spitzenzeiten kann den Strompreis senken. Das *Demand Response* Programm sieht vor, dass ab einem Strompreis von 75 \$/MWh oder darüber ein Zuschuss für die Lastreduktion gezahlt wird. Die Analyse ergibt, dass der erzielte Wohlstand die Kosten der Förderungen übersteigt und eine Verschiebung des Gewinns von den Erzeugern zu den nicht flexiblen Verbrauchern erfolgt [5].

Hu, Skorupski, Entriken und Ye konzentration sich in ihrer Arbeit auf die Beschreibung von Lastmanagement im Haushaltsbereich. Sie erkennen, dass die Endkunden durch ein Home Energy Management System, welches Technologien wie Elektroautos, Batteriespeicher, automatische Fenstersteuerung, Haushaltsgeräte und Klimaanlage reguliert, finanziell profitieren können. Eine Installation eines intelligenten Thermostats kann sich in ca. fünf Jahren rechnen, wohingegen die Mehrkosten für intelligente Geschirrspüler und Waschmaschinen von ca. 20 Prozent innerhalb dieses Zeitraums nicht erwirtschaftet werden können [6].

Die *Demand Response* Potenziale für Österreich werden in der vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie in Auftrag gegebenen Studie „*LoadShift*“ für die Bereiche Haushalt, Gewerbe, Industrie und kommunale Infrastruktur erhoben. Im Haushalt weisen demnach thermische Anwendungen wie Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale auf und bringen keine Komforteinbußen mit sich. Weitere Potenziale schreibt man Haushaltsgeräten zu, wenn diese per bestehendem Smart Home System automatisch und optimal angesteuert werden. Als Anwendungsgebiet wird, da die Haushaltslasten im Verteilnetz angeordnet sind, die Verbesserung der *Power Quality* gesehen, während industrielles *Demand Response* im Gegensatz dazu dem Gesamtnetz zur Frequenzstabilisierung dient [7]. Im gewerblichen Sektor

## 2 State of the Art

werden neben Kühlhäusern und Lebensmittelkühlung die Kühlung und Lüftung von Dienstleistungsgebäuden betrachtet. Kühlhäuser und Lebensmittelkühlung erreichen in Österreich ein Gesamtpotenzial von einigen MW für bis zu einer Stunde. Dienstleistungsgebäude hätten ein technisches Potenzial von ca. 1.000 MW für täglich zweimal 15 Minuten, wobei die breite Verteilung und große Anzahl an Aggregaten zusätzlich eine hohe Hürde für eine Implementierung von Lastmanagement darstellt [8]. Die Analyse der Potenziale in der Industrie erstreckt sich über die Sektoren der chemischen Erzeugung, der Elektrostahlerzeugung, der Herstellung von Nichteisen-Metallen, der Metallerzeugung und -bearbeitung, der Papierherstellung und der Zementindustrie [9]. Für den kommunalen Bereich werden für Österreich abhängig von der Abrufdauer bis zu 26 MW für 15 Minuten bzw. 3 MW für eine Stunde geschätzt [10].

In einer von *Agora Energiewende* beim *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung* und bei der *Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft* in Auftrag gegebenen Studie wird für Süddeutschland ein realisierbares Lastmanagementpotenzial von etwa einem GW festgestellt. Die Hälfte davon ist auf Prozesse der energieintensiven Industrie zurückzuführen, wovon bereits bis zu 400 MW zur optimierten Strombeschaffung und 76 MW für den Regelreservemarkt genutzt werden. Den Rest stellen industrielle Querschnittstechnologien bereit. Zusätzlich ist im Winter ein Potenzial durch Wärmepumpen von bis zu 630 MW verfügbar, welches sich im Sommer auf 30 MW reduziert [11].

Die Potenziale für Europa und Nordafrika werden von Gils vom *Institut für Technische Thermodynamik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt* im Mittel mit 95 GW für die Reduktion und 250 GW für Lasterhöhung angeführt. Während industrielle Potenziale etwas geringer und seltener nutzbar aber nahezu konstant verfügbar sind, unterliegen die Potenziale im Haushalts- und Tertiärsektor im Laufe des Jahres sehr hohen Schwankungen. Bei dieser Untersuchung wurden jedoch Einschränkungen aus Komfort- und Akzeptanzgründen nicht berücksichtigt, weshalb die Werte tendenziell zu hoch sind [12].

In den genannten Studien sind die statischen Potenziale umfassend erhoben und teilweise für einen bestimmten Bereich aggregiert ausgewiesen. Deshalb ist es für die vorliegende Arbeit notwendig, diese auf die Potenziale der einzelnen Teilnehmer herunter zu brechen. Außerdem sollen diese statischen Potenziale auf dynamische Potenzialverläufe umgelegt werden. Damit ist es möglich, die Teilnehmer auf verschiedenen Märkten zu vermarkten, wobei jede Vermarktung die noch verfügbaren Mengen verändert. Diese Dynamik im Potenzial ist eine Kerneigenschaft des verwendeten

Modells, welches somit in der Lage ist, die Abrufe der einzelnen Teilnehmer und deren Beiträge zum Gesamtgewinn zu ermitteln. Weiters erfolgt die Analyse eines aggregierten Teilnehmerpools, wodurch Synergien zwischen den Teilnehmern aufgezeigt werden können.

An dem im Modell betrachteten österreichischen Regelreservemarkt sind derzeit 18 Teilnehmer präqualifiziert, wovon zumindest sechs als Aggregatoren identifiziert werden können [13]. Hierzu zählen die A1 Telekom Austria AG mit dem A1 Energy Pool [14], die Clean Energy Markets Access GmbH [15], die e2m-Energiehandel GmbH [16], die GEN-I Vienna GmbH [17], die Next Kraftwerke GmbH [18] und der VERBUND Power-Pool der Verbund Solutions GmbH [19]. Sie alle vermarkten ihre Kunden auf dem Tertiärregelreservemarkt. Die Mehrheit partizipiert ebenfalls am Sekundärregelreservemarkt und einige bewerben zusätzlich die Vermarktung ihrer Teilnehmer auf anderen Märkten. Alle Aggregatoren haben gemein, dass sie für ihr Portfolio Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke, Biogasanlagen, Wasserkraftwerke, Notstromanlagen, Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie Gas- und Dampfturbinen gewinnen wollen. Als gesuchte Lasten werden Pumpen, Steinbrecher, Refiner, Belüftungen, Mühlen, Kälte- und Wärmemaschinen, Elektrolyse und Power2Heat genannt. Das in der vorliegenden Arbeit untersuchte Portfolio umfasst im Gegensatz dazu ausschließlich Lasten.

### 3 Methode

Ziel des entwickelten Modells ist es, die Energiemengen der einzelnen Teilnehmer, welche sich aus deren flexiblen Potenzialen ergeben, auf den zur Verfügung stehenden Märkten (Regelreservemarkt, Spotmarkt und Teilnehmernaustausch) optimal zu verkaufen, um den höchstmöglichen Gesamtgewinn zu erzielen. Die flexiblen Mengen können die Teilnehmer durch Verschiebung ihrer Lasten oder deren Einsparung bzw. Erhöhung bereitstellen. Die Vermarktungszeitpunkte der im Modell einbezogenen Märkte sind in Abbildung 1 dargestellt. Demnach finden die Week-Ahead-Auktionen des Regelreservemarktes für das Wochenende und die Folgeweche immer mittwochs statt. Die Day-Ahead-Auktion des Regelreservemarktes und die Spotmarktauktion erfolgen jeweils am Vortag, wobei die Spotmarktauktion am Vormittag und die Day-Ahead-Regelreserveauktion am Nachmittag liegt.

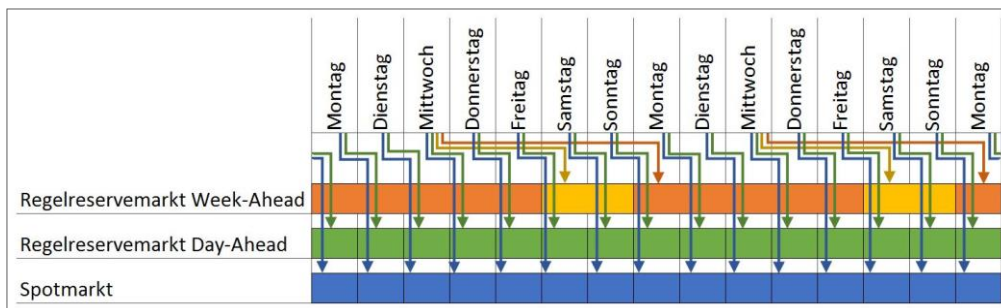


Abbildung 1: Vermarktungsübersicht des Regelreserve- und Spotmarkts

#### 3.1 Aufbau und Ablauf

Das Modell besteht laut Abbildung 2 aus vier verschiedenen Modulgruppen. Im Modul *Initialisierung* werden die Daten der Märkte und der Teilnehmer in das Modell importiert und aufbereitet sowie die globalen Ergebnisvektoren definiert und das Modul *Aggregator* aufgerufen. In diesem Modul erfolgt die sequenzielle Abarbeitung mit den Aufrufen der einzelnen Teilnehmer, um deren verfügbare Mengen und Preise sowie deren Restriktionen aufzunehmen, und den Aufrufen der Optimierungsmodule *Optimierung Regelreservemarkt Week-Ahead*, *Optimierung Regelreservemarkt Day-Ahead*, *Optimierung Spotmarkt* und *Optimierung Teilnehmernaustausch*. Die Optimierungsmodule geben die abgerufenen Mengen und die Erträge je Teilnehmer und Viertelstunde zurück. Eine detaillierte Beschreibung der Optimierungsprobleme erfolgt in Kapitel 3.2.

### 3.1 Aufbau und Ablauf

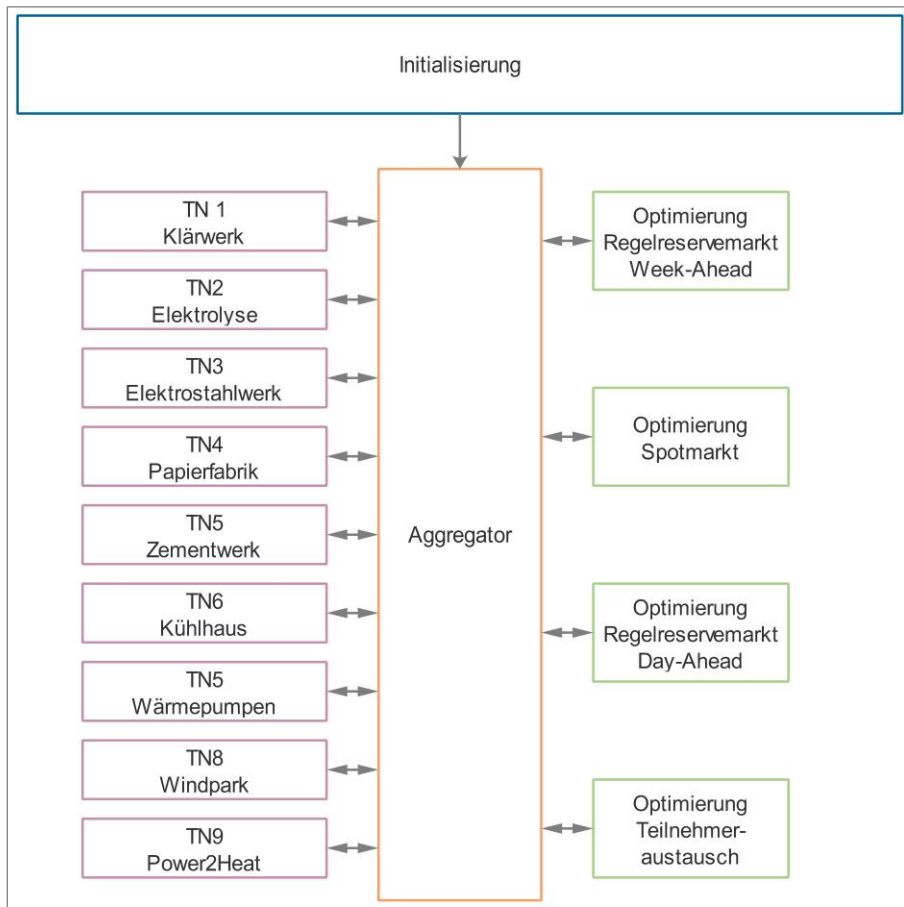


Abbildung 2: Modellaufbau

Abbildung 3 stellt den Ablauf des Modells dar, wobei die Farben der einzelnen Prozessschritte andeuten, in welchem Modul sie erfolgen. Nach dem Einlesen und Aufbereiten der Inputdaten im Modul *Initialisierung* liegen diese im benötigten Format vor. Nun wird das Modul *Aggregator* aufgerufen, in welchem der Schleifenaufruf über die Viertelstunden der betrachteten Zeitspanne stattfindet. In der Schleife kommt es als Erstes zur Abfrage, ob der aktuelle Zeitschritt einem Mittwoch um 15:00 Uhr entspricht. Diese Uhrzeit stellt die Gate-Closure-Time des Regelreservemarktes dar. Ist dies der Fall, folgen die Festlegung der Optimierungsperiode auf das kommende Wochenende und der Aufruf der einzelnen Teilnehmer, um deren Verfügbarkeiten für diesen Zeitraum zu erfragen. Im Anschluss werden diese Daten der Optimierungsfunktion für die Week-Ahead-Vermarktung am Regelreservemarkt übergeben. Diese Funktion sucht

### 3 Methode

den größtmöglichen Gesamtgewinn unter Berücksichtigung der verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten und speichert anschließend die Ergebnisse der Optimierung in den globalen Ergebnisvektoren ab. Dies sind der Gewinn und die am Regelreservemarkt vermarkteten Mengen, welche im Ergebnisvektor für die Vorhaltung abgelegt werden. Als nächster Schritt reiht sich ein zweites Mal die Optimierungsfunktion für die Week-Ahead-Vermarktung am Regelreservemarkt an, allerdings wird diesmal die Optimierungsperiode auf die Folgewoche gesetzt. Mit den Ergebnissen wird wie bei der Auktion der Wochenendprodukte verfahren, somit werden die Mengen der Teilnehmer wieder als Vorhaltung abgespeichert.

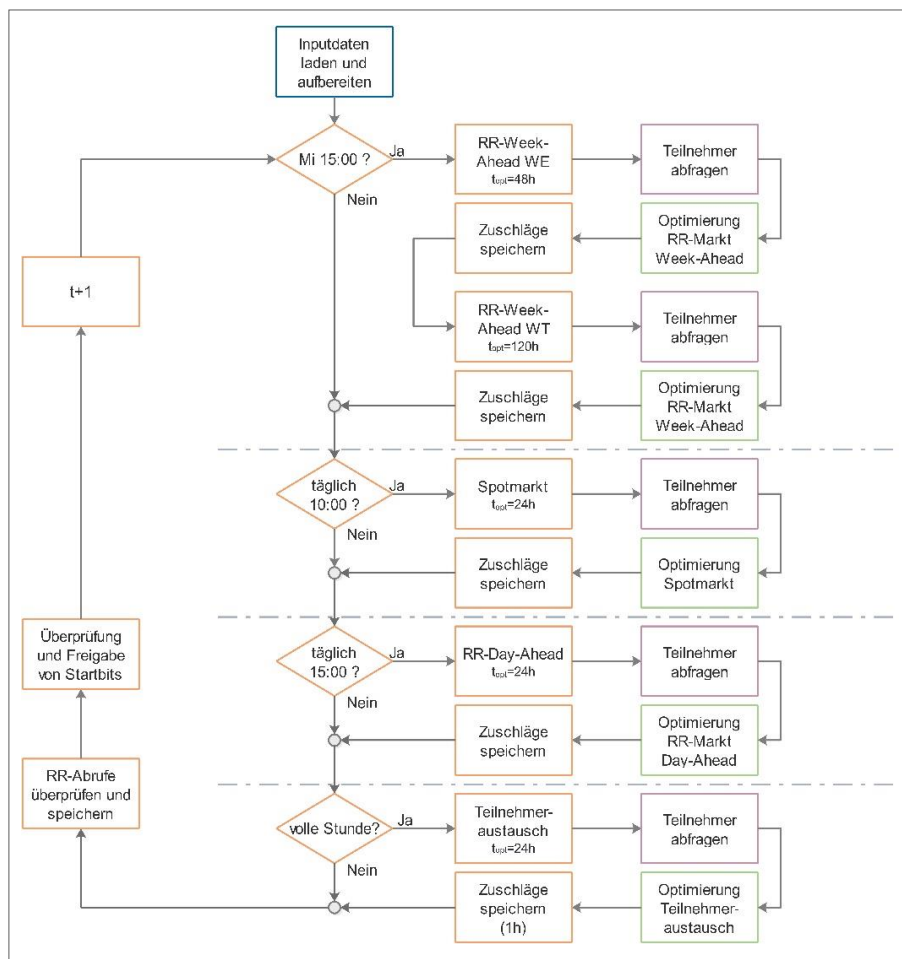


Abbildung 3: Modellablauf

Der nächste Prozessschritt ist die Abfrage, ob der aktuelle Zeitschritt für die Zeit 10:00 Uhr steht. Bei positiver Bewertung startet die Vermarktung am Spotmarkt. Dazu wird

### 3.1 Aufbau und Ablauf

die Planungsperiode auf den Folgetag gesetzt und die Teilnehmer nach deren Mengen, Preisen und Restriktionen abgefragt. Mit diesen Daten wird die Optimierung für den Spotmarkt aufgerufen. Diese sucht wieder den größtmöglichen Gesamtgewinn und berücksichtigt dabei die Möglichkeit, Mengen auch noch der Day-Ahead Vermarktung des Regelreservemarktes zuzuführen oder zwischen den Teilnehmern auszutauschen. Die Ergebnisse werden in den globalen Vektoren für Abrufe und Gewinn abgelegt.

Danach folgt die Abfrage des aktuellen Zeitschrittes nach der Uhrzeit, um die Mengen auf der Day-Ahead-Auktion des Regelreservemarktes zu vermarkten. Bei Übereinstimmung der aktuellen Zeit mit 15:00 Uhr starten die Festlegung der Optimierungsperiode auf den Folgetag und die Teilnehmerabfrage. Die Optimierungsfunktion vermarktet die verfügbaren Mengen am Regelreservemarkt mit dem Teilnehmernaustausch als einzige Opportunität. Ziel ist die Maximierung des Gesamtgewinns. Die Ergebnisse werden in dem Vorhalte- und dem Gewinnvektor eingetragen.

Im Anschluss findet zu jeder vollen Stunde, also zu jedem vierten Zeitschritt, eine Vermarktung der Teilnehmer untereinander statt. Dazu wird die Optimierungsperiode auf die 24 folgenden Stunden bzw. die folgenden 96 Viertelstunden gesetzt und die Teilnehmer nach deren verfügbaren Mengen für diese Zeit abgefragt. Die Optimierung versucht, unter Einhaltung aller Nebenbedingungen nochmals den Gesamtgewinn zu maximieren. Im Gegensatz zu den vorhergegangenen Optimierungen werden beim Teilnehmernaustausch nicht alle Ergebnisse der Optimierungsperiode gespeichert, sondern nur jene der Folgestunde. Der längere Optimierungszeitraum dient der Überprüfung, ob eine spätere Vermarktung mehr Gewinn bringen würde.

An diesem Punkt des Schleifendurchlaufs wurde die aktuelle Viertelstunde in vier Optimierungen auf dem Week-Ahead-Regelreservemarkt, dem Spotmarkt, dem Day-Ahead-Regelreservemarkt und dem Teilnehmernaustausch vermarktet. Bevor nun ein neuer Schleifendurchlauf mit der nächsten Viertelstunde startet, folgt eine Überprüfung, ob ein Abruf von Regelenergie zu dieser Viertelstunde stattfindet. Im Falle eines Abrufes muss der abgegebene Preis für positive Regelenergie niedriger bzw. für negative Regelenergie, aufgrund der negativen Preise, größer als der publizierte Abrufpreis sein, damit die Teilnehmer an diesem Regelenergieabruf teilnehmen. Führt die Preisstruktur des Regelenergieabrufes zu einem Abruf der Teilnehmer, wird für diese Viertelstunde die Menge aus der Vorhaltung zu den Abrufen übertragen und dem Gewinn, welcher sich aus dem Arbeitspreis multipliziert mit der Vorhaltungsmenge ergibt, dem Gewinnvektor aufaddiert. Kommt es zu keinem Abruf, überprüft das Modell, ob ein

### 3 Methode

Startbit, welches für die Restriktion der maximalen Abrufe pro Tag benötigt wird, freigegeben werden kann, um einen späteren zusätzlichen Abruf zu ermöglichen.

Die erwähnten Optimierungsfunktionen mit den analytischen Ansätzen der Optimierungsprobleme beschreibt Kapitel 3.2.

#### 3.2 Analytisches Modell

Die vier Optimierungen bauen auf derselben Zielfunktion und demselben Grundgerüst an Nebenbedingungen auf und unterscheiden sich durch zusätzliche individuelle Nebenbedingungen. In Tabelle 1 sind die für die analytische Darstellung der Optimierungsprobleme verwendeten Variablen und Formelzeichen aufgelistet. Das Modell wurde in *Matlab* abgebildet und mit der Toolbox *Yalmip* und dem Solver *Gurobi* gelöst.

Tabelle 1: Variablen

Formelzeichen	Bezeichnung (englisch)	Bezeichnung (deutsch)	Einheit
$Y$	yield	Ertrag	€
$T$	transmission	Übertragungsmenge	MWh/15min
$Q$	quantity	Abrufmenge	MWh/15min
$I$	incidencematrix	Inzidenzmatrix	-
$PP$	participant price	Preis des Teilnehmers	€/MWh
$TP$	transmission price	Preis der Übertragung	€/MWh
$p$	participant	Teilnehmer	-
$l$	line	Übertragungsstrecke	-
$t$	timestep	Zeitschritt	15 min
$n$	number of participants	Teilnehmeranzahl	-
$m$	number of lines	Anzahl der Übertragungsstrecken	-
$t_{opt}$	optimisation time	Optimierungszeitspanne	15 min
$t_{offset}$	offset time	Zeitoffset	15 min
$d_p$	duration	maximale Abrufdauer	15 min
$s_p$	start count	maximale Anzahl an Abrufen pro Tag	-
$b_{p,t}$	binary startvariable	binäre Startvariable	-



### 3.2.1 Verknüpfung der Teilnehmer

Im Modell nehmen die Energieflüsse zwischen den einzelnen Teilnehmern und Märkten eine zentrale Rolle ein, welche mittels eines Transitionsmodells mit Inzidenzmatrix abgebildet wurden. Dabei stellt die Inzidenzmatrix

$$\mathbf{I} = \underbrace{\begin{pmatrix} i_{1,1} & \cdots & i_{1,l} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ i_{p,1} & \cdots & i_{p,l} \end{pmatrix}}_{\text{transmissionlines}} \left. \vphantom{\begin{pmatrix} i_{1,1} & \cdots & i_{1,l} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ i_{p,1} & \cdots & i_{p,l} \end{pmatrix}} \right\} \text{participants} \quad (1)$$

die Verknüpfung der einzelnen Teilnehmer her. Jede Spalte hat genau zwei Einträge, einen mit 1 und einen mit -1.<sup>3</sup> Der positive Eintrag kennzeichnet den Leitungsbeginn, der negative das Leitungsende. Die restlichen Spalteneinträge müssen null sein. Somit wird definiert, welche Teilnehmer miteinander Mengen austauschen dürfen. Weiters besteht durch dieses Konzept der Inzidenzmatrix die Möglichkeit, einzelnen Teilnehmern den gegenseitigen Austausch bzw. den Zugang zu einem bestimmten Markt zu verweigern oder zu erlauben.

Die Abrufmengen der Teilnehmer für den Optimierungszeitraum sind in den Vektoren

$$\mathbf{Q}_p = [Q_{p,1}, Q_{p,2}, \dots, Q_{p,t_{opt}}]^T \quad (2)$$

aufgelistet. Die einzelnen Vektoren der Teilnehmer sind wiederum in der Matrix

$$\mathbf{Q} = [\mathbf{Q}_1, \mathbf{Q}_2, \dots, \mathbf{Q}_n]^T \quad (3)$$

zusammengefasst. Selbiges gilt für die Übertragungstrecken, deren Übertragungsmengen für die Optimierungsperiode in den Vektoren

$$\mathbf{T}_l = [T_{l,1}, T_{l,2}, \dots, T_{l,t_{opt}}]^T \quad (4)$$

eingetragen sind. Diese Vektoren bilden gemeinsam die Matrix

$$\mathbf{T} = [\mathbf{T}_1, \mathbf{T}_2, \dots, \mathbf{T}_m]^T. \quad (5)$$

---

<sup>3</sup> Verlustlose Übertragungen haben in der Inzidenzmatrix Einträge mit dem Betrag eins. Verluste auf den Leitungen werden dementsprechend mit einem betragsmäßigen Eintrag kleiner eins realisiert. Die vorliegende Modellierung macht von dieser Möglichkeit der verlustbehafteten Leitungen nicht Gebrauch.

### 3 Methode

Über die Inzidenzmatrix  $I$  können aus den Übertragungsmengen  $T$  der Übertragungsstrecken die Abrufmengen  $Q$  der Teilnehmer errechnet werden:

$$Q = I \cdot T. \quad (6)$$

Die Einträge der Inzidenzmatrix kennzeichnen, wie erwähnt, mit einem positiven Eintrag den Beginn, mit einem negativen Eintrag das Ende der Leitung und geben damit die Bezugsrichtungen für die Leitung vor. Positive Übertragungsmengen werden immer am Beginn der Leitung eingespeist und an deren Ende entnommen. Positive Übertragungspreise bedeuten, dass der Teilnehmer am Beginn der Leitung bezahlt und der Teilnehmer am Ende der Leitung das Geld bekommt. Die Geldrichtung ist dabei unabhängig von der eingespeisten bzw. entnommenen Energiemenge. Die Mengen der Teilnehmer selbst sind positiv, wenn die Mengen aus dem Netz bezogen, und negativ, wenn sie in das Netz eingespeist werden. Positive Preise des Teilnehmers bedeuten, dass dieser gewillt ist, für seine Einspeisung oder seinen Bezug zu bezahlen. Im Gegensatz dazu geben negative Preise an, dass der Teilnehmer für den Energieaustausch bezahlt werden möchte. Abbildung 4 unterstreicht diese Zusammenhänge anhand eines einfachen Beispiels. Teilnehmer 1 kann für einen Bezug von maximal 5 MW 100 €/MWh bezahlen, während Teilnehmer 2 für eine Lieferung von maximal 7 MW mindestens 50 €/MWh bekommen möchte. Es stellt sich daher ein Austausch von 5 MW zu einem Preis von 75 €/MWh ein. Die Preisbildung wird in Kapitel 3.2.2 genauer erläutert.

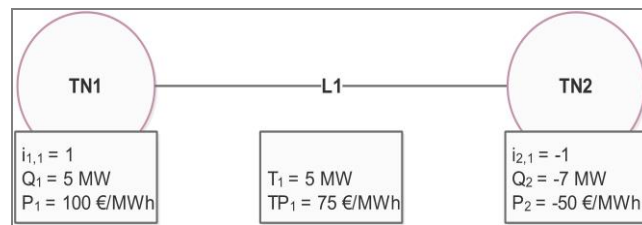


Abbildung 4: Preisbildung bei Teilnehmeraustausch

Das beschriebene Konzept behandelt die Märkte wie eigenständige Teilnehmer. Außerdem werden Teilnehmer, welche zur gleichen Zeit positive und negative Potenziale besitzen, im Modell durch zwei getrennte Teilnehmer realisiert, wobei einer der beiden nur positive Potenziale anbietet, der andere hingegen nur negative. Damit diese beiden Teilnehmer miteinander keinen Austausch betreiben, existiert in der Inzidenzmatrix auch keine Verbindung zwischen ihnen. Weiters gewährleistet eine inkludierte Verriegelung, dass nur einer der beiden zusammengehörenden Teilnehmer zu einem Zeitpunkt Mengen in das Netz einspeisen oder aus dem Netz beziehen kann.

### 3.2.2 Preisbildung der Übertragungsstrecken

Ist bei einer Übertragungsstrecke der Regelreserve- bzw. Spotmarkt eingebunden, gibt der Markt den Preis vor. Für den Austausch zwischen zwei Teilnehmern ergeben sich die Preise aus dem Mittelwert der beteiligten Teilnehmer:

$$TP_{l,t} = \frac{i_{p1,l} \cdot PP_{p1,t} + i_{p2,l} \cdot PP_{p2,t}}{2}. \quad (7)$$

Hier sei auf das Beispiel aus Abbildung 4 verwiesen: Teilnehmer 1 ist gewillt, 100€/MWh zu bezahlen, um Energie einzukaufen. Teilnehmer 2 ist bereit, Energie abzugeben, wenn er mindestens 50€/MWh dafür erhält. Dementsprechend wird ein Preis

$$TP_{1,t} = \frac{1 \cdot 100 \text{ €/MWh} + -1 \cdot -50 \text{ €/MWh}}{2} = 75 \text{ €/MWh} \quad (8)$$

für die Übertragung zwischen diesen beiden Teilnehmern festgelegt.

### 3.2.3 Zielfunktion

Die Zielfunktion

$$\max_{T_{l,t}} Y = \sum_p \sum_{t_{opt}} \sum_l |i_{p,l} \cdot T_{l,t}| \cdot (PP_{p,t} - i_{p,l} \cdot TP_{l,t}) \quad (9)$$

maximiert den Gesamtgewinn  $Y$  und ist für alle vier Optimierungsprobleme identisch. Der Gesamtertrag  $Y$  errechnet sich aus der Summe der Teilnehmererträge, welche sich aus der Summe über alle Zeitschritte der Optimierungszeitspanne  $t_{opt}$  und über die Erträge des jeweiligen Teilnehmers pro Übertragungsstrecke ergeben. Diese Teilerträge je Teilnehmer und Übertragungsstrecke sind das Resultat aus der Multiplikation der bezogenen Übertragungsgewinne mit den Übertragungsmengen  $T_{l,t}$ . Die Zuordnung der Übertragungsmengen zu den entsprechenden Teilnehmern erfolgt dabei durch die Einträge der Inzidenzmatrix  $i_{p,l}$ . Mittels der Betragsbildung wird gewährleistet, dass der Gewinn, unabhängig von der Energieflussrichtung, positiv ist. Eine lineare Implementierung dieser Betragsfunktion garantiert die Linearität des Modells. Die bezogenen Übertragungsgewinne ergeben sich, durch die Subtraktion des Übertragspreises  $TP_{l,t}$  vom Preis des Teilnehmers  $PP_{p,t}$ , wobei die Multiplikation mit  $i_{p,l}$  für die korrekten Bezugsrichtungen sorgt.

### 3 Methode

#### 3.2.4 Allgemeine Nebenbedingungen

Die folgenden Nebenbedingungen sind für alle Optimierungsprobleme gleichermaßen gültig.

##### *Beschränkung der Übertragungsmengen*

Die Übertragungsmengen  $T$  werden nach oben und unten beschränkt:

$$T_{min} \leq T_{l,t} \leq T_{max} . \quad (10)$$

##### *Maximale Anzahl der Starts pro Tag*

Jeder Teilnehmer hat pro Tag eine festgelegte Anzahl an zulässigen Abrufen. Dabei wird für jeden Teilnehmer und jede Viertelstunde eine Binärvariable  $b_{p,t}$  definiert, die das Modell beim Start eines Abrufes auf 1 setzt. Die Summe der Abrufe pro Tag darf die maximale Anzahl an Abrufen eines Teilnehmers  $s_p$  nicht überschreiten:

$$\sum_{i=t-96+1}^{t+96-t \bmod 96} b_{p,i} \leq s_p . \quad (11)$$

##### *Maximale Abrufdauer*

Eine weitere Restriktion der Teilnehmer ist die maximale Abrufdauer  $d_p$ . Diese wird eingehalten, indem für jeden Zeitpunkt die Summe über die binären Startvariablen der vergangenen  $d_p$  Zeitschritte nicht größer als eins sein darf:

$$\sum_{i=t-d_p}^t b_{p,i} \leq 1 . \quad (12)$$

##### *Beschränkung der Abrufmengen*

Die Abrufmengen der Teilnehmer  $Q_{p,t}$ , nach oben und unten durch die minimalen ( $QMIN_{p,t}$ ) und maximalen ( $QMAX_{p,t}$ ) Mengen beschränkt, werden vor jeder Optimierung von jedem Teilnehmer neu erfragt. Zusätzlich erfolgt eine Multiplikation dieser Schranken mit der Summe der binären Startvariablen  $b_{p,t}$  über die vergangenen Zeitschritte der maximalen Abrufdauer  $d_p$ . So wird sichergestellt, dass es aufgrund der maximalen Abrufdauer oder der maximalen Anzahl an Abrufen zu keinem unerlaubten Abruf kommt. In einem solchen Fall wäre die Summe über die Binärvariablen null, wodurch die Abrufmenge  $Q_{p,t}$  auf null gezwungen würde:

$$QMIN_{p,t} \cdot \sum_{i=t-d_p}^t b_{p,i} \leq Q_{p,t} \leq QMAX_{p,t} \cdot \sum_{i=t-d_p}^t b_{p,i} \quad (13)$$

Aufgrund der Bepreisung der Übertragungsstrecken könnte es bei der Optimierung sinnvoll erscheinen, Mengen über zusätzliche Übertragungsstrecken zu schicken, um den Gewinn zu erhöhen. Eine solche Übertragung über Umwege würde den Betrag der Übertragungsmengen erhöhen, da die Menge einmal zum Teilnehmer gelangt und im selben Ausmaß auch abtransportiert wird, sich die Abrufmenge dieses Teilnehmers jedoch dadurch nicht verändert. Dies wird über den Zusammenhang

$$|I| \cdot |T| = |Q| \quad (14)$$

verhindert. Der Absolutbetrag der Abrufmenge eines Teilnehmers muss demnach immer gleich dem Betrag der Summe aller Übertragungsmengen auf den Übertragungsstrecken, in welche der Teilnehmer involviert ist, sein. Die Betragsfunktion beeinträchtigt die Linearität des Modells nicht, da sie, wie im Modell realisiert, immer durch eine Aufteilung in mehrere Bedingungen linear implementiert werden kann.

#### *Beschränkung der Marktmengen*

Die auf dem Regelreserve- und Spotmarkt in beide Richtungen maximal vermarktbar Mengen werden wie folgt beschränkt:

$$0 \leq Q_{SM+} \leq QMAX_{SM+} \quad (15)$$

$$0 \geq Q_{SM-} \geq QMIN_{SM-} \quad (16)$$

$$0 \leq Q_{RR+} \leq QMAX_{RR+} \quad (17)$$

$$0 \geq Q_{RR-} \geq QMIN_{RR-} \quad (18)$$

Dabei ist es durch Nullsetzen der Maximal- bzw. Minimalmenge möglich, einen Markt nicht als Opportunität zuzulassen.

#### *Abrufverriegelung zusammengehörender Teilnehmer*

Die meisten Teilnehmer haben gleichzeitig positive und negative Potenziale, können also zum selben Zeitpunkt je nach Bedarf die Last erhöhen oder reduzieren. Welches der beiden Potenziale abgerufen wird, hängt von den Preis- und Marktgegebenheiten ab. Wie zu Beginn des Kapitels 3.2 erwähnt, bildet das Modell diese Situation durch die Aufspaltung solcher Teilnehmer in zwei separate Teilnehmer ab, wobei einer der

### 3 Methode

Teilnehmer das positive, der andere das negative Potenzial anbietet. Da jedoch ein gleichzeitiger Abruf beider Teilnehmer nicht zulässig ist, wird die Nebenbedingung

$$\left| Q_{p_{pos},t} + Q_{p_{neg},t} \right| = \left| Q_{p_{pos},t} - Q_{p_{neg},t} \right| \quad (19)$$

zur Verriegelung eingebaut, die zu jedem Zeitpunkt die Abrufmenge von einem der beiden Teilnehmer auf null zwingt.

#### 3.2.5 Nebenbedingungen Optimierung Regelreservemarkt Week-Ahead

Die Optimierung für die Week-Ahead-Vermarktung am Regelreservemarkt erfordert zusätzliche Nebenbedingungen, wobei bei der Kalibrierung der Nebenbedingungen nochmals zwischen der Optimierung der Wochenend- und Wochentagsprodukte unterschieden wird. Der Spotmarkt und der Teilnehmernaustausch stellen die Opportunitätsmärkte dar.

##### *Produktzeitscheiben am Regelreservemarkt*

Die am Regelreservemarkt vermarkteten Produkte erstrecken sich über vier Stunden jeden Tages des gesamten Vermarktungszeitraums. Dementsprechend gilt es sicherzustellen, dass innerhalb dieser vier Stunden die gleichen Mengen vermarktet werden. Dazu wird die Abrufmenge des Regelreservemarktes  $Q_{RR}$  der aneinanderliegenden Viertelstunden miteinander gleichgesetzt. Diese Bedingung setzt zu den Zeitpunkten einmalig aus, an denen ein neuer Vier-Stunden-Block beginnt. Die Nebenbedingungen lauten somit

$$Q_{RR+,t} = Q_{RR+,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\} \quad (20)$$

und

$$Q_{RR-,t} = Q_{RR-,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\}. \quad (21)$$

Zusätzlich muss für den gesamten Vermarktungszeitraum die Abrufmenge mit jener des Vortages zur gleichen Zeit übereinstimmen. Dazu kommen für die Wochenendprodukte die Nebenbedingungen

$$Q_{RR+,t} = Q_{RR+,t-96} \quad \forall t \in \{t | (t - t_{offset}) \bmod 672 > 575\} \quad (22)$$

$$Q_{RR-,t} = Q_{RR-,t-96} \quad \forall t \in \{t | (t - t_{offset}) \bmod 672 > 575\} \quad (23)$$

zum Einsatz. Die Mengen des Sonntags werden mit den zeitäquivalenten des Samstags gleichgesetzt. Zu beachten ist dabei, dass jedes Jahr mit einem anderen Wochentag

beginnt und deshalb ein Zeitpunkt  $t$  in unterschiedlichen Jahren für verschiedene Wochentage steht. Deshalb wird in dieser Nebenbedingung der aktuelle Zeitpunkt einer Zeitkorrektur um den Faktor  $t_{\text{offset}}$  unterzogen. Nach der Zeitkorrektur entspricht der Zeitschritt 1 der ersten Viertelstunde des Montags. Um sicherzustellen, dass die Bedingungen die Mengen der Sonntage mit jenen der Samstage vergleichen, wird der korrigierte Zeitschritt modulo 672, die Anzahl der Viertelstunden einer Woche, genommen. Bei Überschreitung des Werts 575, entspricht der korrigierte Zeitschritt einem Zeitpunkt am Sonntag und die Nebenbedingungen sind anzuwenden.

Für die Optimierung der Wochentagsprodukte erfolgt die Abfrage der korrigierten Zeitschritte auf 96 und 481, damit die Mengen des Regelreservemarktes von Dienstag bis Freitag mit den Mengen des jeweiligen Vortages ident sind:

$$Q_{RR+,t} = Q_{RR+,t-96} \quad \forall t \in \{t \mid 96 < (t - t_{\text{offset}}) \bmod 672 < 481\} \quad (24)$$

$$Q_{RR-,t} = Q_{RR-,t-96} \quad \forall t \in \{96 < t \mid (t - t_{\text{offset}}) \bmod 672 < 481\}. \quad (25)$$

### Netting

Einige Teilnehmer weisen die Restriktion auf, dass sich ihre positiven und negativen Abrufmengen über einen Zeitraum von 24 Stunden zu null summieren müssen. Am Regelreserve- und Spotmarkt wurde deshalb die Strategie gewählt, dass sich die Mengen innerhalb eines Tages auszugleichen haben. Außerdem wird, da die am Regelreservemarkt vermarkteten Mengen nicht automatisch abgerufen, sondern vorerst nur vorgehalten werden, für das Netting nur der Teilnehmernaustausch und der Regelreservemarkt selbst zugelassen. Ein Ausgleich mit Mengen am Spotmarkt ist nicht erlaubt, da zum Zeitpunkt des tatsächlichen Abrufes die Vermarktung am Spotmarkt bereits stattgefunden hat und nicht mehr kurzfristig verändert werden kann. Ein Netting ist somit nur noch durch den Teilnehmernaustausch möglich. Die Realisierung dieser Nebenbedingung bedarf der Kenntnis der Struktur des Übertragungsmengenvektors

$$T_t = \left[ \underbrace{T_{1,t}, \dots, T_{x,t}}_{TN-TN}, \underbrace{T_{x+1,t}, \dots, T_{y,t}}_{TN-RR}, \underbrace{T_{y+1,t}, \dots, T_{z,t}}_{TN-SM} \right]^T. \quad (26)$$

Die ersten  $x$  Einträge bilden Strecken für den Teilnehmernaustausch ab. Hier sind nur Teilnehmer beteiligt. Darauf folgen die  $y$  Übertragungsstrecken von Teilnehmern zum positiven und negativen Regelreservemarkt und  $z$  Übertragungsstrecken, welche die Teilnehmer mit dem Spotmarkt verbinden, wobei pro Teilnehmer eine Strecke für Bezug und eine für Lieferung vorgesehen sind.

### 3 Methode

Durch Nullsetzen der Einträge  $T_{y+1,t}$  bis  $T_{z,t}$  ergibt sich ein Vektor

$$T_t^* = \left[ \underbrace{T_{1,t}, \dots, T_{x,t}}_{TN-TN}, \underbrace{T_{x+1,t}, \dots, T_{y,t}}_{TN-RR}, \underbrace{0, \dots, 0}_{TN-SM} \right]^T, \quad (27)$$

welcher durch Multiplikation mit der Inzidenzmatrix

$$Q_t^* = I \cdot T_t^* \quad (28)$$

auf die am Regelreserve und Teilnehmeraustausch vermarkteten Mengen der Teilnehmer führt. Die Summe der Mengen eines Teilnehmers mit Nettingrestriktion muss nun für einen Tag null betragen

$$\sum_{i=t-t \bmod 96 + 1}^{t+96-t \bmod 96} Q_{t,p}^* = 0 \quad (29)$$

#### 3.2.6 Nebenbedingungen Optimierung Spotmarkt

Die Vermarktung am Spotmarkt hat als Opportunitäten den Day-Ahead-Regelreservemarkt und den Teilnehmeraustausch. Dementsprechend gestalten sich die Nebenbedingungen wie folgt.

##### *Produktzeitscheiben am Regelreservemarkt*

Die Produktzeitscheiben des Day-Ahead-Regelreservemarktes mit einer Dauer von vier Stunden müssen analog der Optimierung für die Week-Ahead-Regelreservermarktung mit gleicher Menge vermarktet werden:

$$Q_{RR+,t} = Q_{RR+,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\} \quad (30)$$

$$Q_{RR-,t} = Q_{RR-,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\}. \quad (31)$$

Da die Produkte nur für einen Tag vermarktet werden, ist keine Verknüpfung zu anderen Tagen notwendig.

##### *Netting*

Die Nebenbedingung für die Teilnehmer mit Nettingrestriktionen lautet ebenfalls wie bei der Optimierung für den Regelreservemarkt, allerdings werden anstatt der Übertragungsstrecken zum und vom Spotmarkt die Übertragungsmengen des Regelreservemarktes null gesetzt:



$$T_t^* = \left[ \underbrace{T_{1,t}, \dots, T_{x,t}}_{TN-TN}, \underbrace{0, \dots, 0}_{TN-RR}, \underbrace{T_{y+1,t}, \dots, T_{z,t}}_{TN-SM} \right]^T. \quad (32)$$

Somit ist der Ausgleich der Spotmarktmengen nur am Spotmarkt selbst und über den Teilnehmernaustausch möglich, nicht aber mit Vorhaltemengen, welche gegebenenfalls nicht abgerufen werden.

### 3.2.7 Nebenbedingungen Optimierung Regelreservemarkt Day-Ahead

Die Optimierung für die Day-Ahead-Vermarktung am Regelreservemarkt hat zusätzliche Nebenbedingungen betreffend der Produktzeitscheiben und des Nettings. Als Opportunitätsmarkt dient nur der Teilnehmernaustausch, weshalb  $QMAX_{SM+}$  und  $QMIN_{SM-}$  laut Gleichung (15) und (16) auf null gesetzt werden.

#### *Produktzeitscheiben am Regelreservemarkt*

Wie schon in Kapitel 3.2.6 für die Vermarktung am Spotmarkt beschrieben, werden die Produktzeitscheiben des Day-Ahead-Regelreservemarktes berücksichtigt:

$$Q_{RR+,t} = Q_{RR+,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\} \quad (33)$$

$$Q_{RR-,t} = Q_{RR-,t-1} \quad \forall t \in \{t | t \bmod 16 > 0\}. \quad (34)$$

#### *Netting*

Die Nebenbedingungen für das Netting sind analog zur der Week-Ahead-Regelreserververmarktung realisiert.

### 3.2.8 Nebenbedingungen Optimierung Teilnehmernaustausch

Der Teilnehmernaustausch erfolgt jede Stunde für die folgenden vier Viertelstunden, wobei Opportunitäten der nächsten 24 Stunden betrachtet werden. Dabei liegt besonderes Augenmerk auf der Einhaltung der Nettingrestriktion. Die Mengen des Regelreservemarktes sowie des Spotmarktes müssen mittels der Gleichungen (15) bis (18) auf null gehalten werden.

#### *Netting*

Jene Teilnehmer, welche der Nettingrestriktion unterliegen, müssen abgerufene Mengen innerhalb von 24 Stunden wieder einarbeiten. Um eine Fallunterscheidung durchzuführen, werden die Abrufmengen über drei verschiedene Zeiträume summiert. Der erste Zeitraum umfasst alle vergangenen Abrufe bis vor 23 Stunden. Dessen Summe



### 3.2 Analytisches Modell

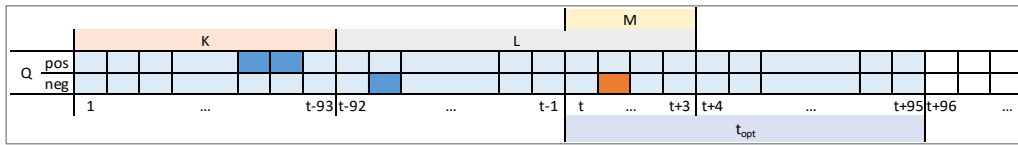


Abbildung 6: Mengennetting Teilnehmeraustausch Fall 2

Die Nebenbedingung

$$M + L + K \leq 0 \quad \forall (K, L) \in \{(K, L) | K > 0, L < 0, K + L > 0\} \quad (39)$$

stellt diesen Zusammenhang dar. Den dritten Fall, in dem eine Nettingbedingung notwendig ist, veranschaulicht Abbildung 7. Er tritt ein, wenn  $K$  und  $L$  kleiner oder gleich null sind.

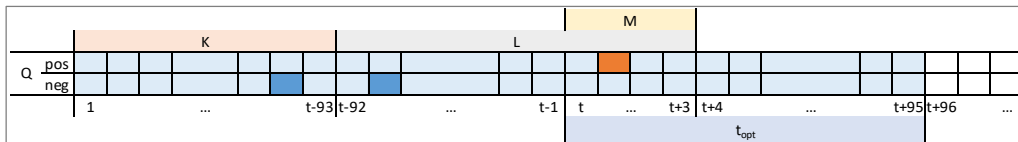


Abbildung 7: Mengennetting Teilnehmeraustausch Fall 3

Hier wird gefordert, dass die Summe von  $M$  und  $K$  größer oder gleich null sein muss:

$$M + K \geq 0 \quad \forall (K, L) \in \{(K, L) | K < 0, L \leq 0\}. \quad (40)$$

Weiters zeigt Abbildung 8 für den vierten Fall, dass, wenn  $K$  kleiner null ist und  $L$  sowie die Summe von  $K$  und  $L$  größer null sind, die Summe von  $K$ ,  $L$  und  $M$  größer gleich null sein muss.

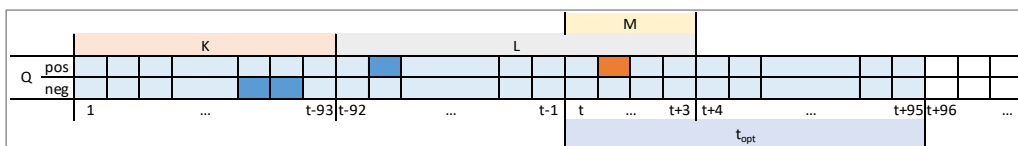


Abbildung 8: Mengennetting Teilnehmeraustausch Fall 4

Die Nebenbedingung

$$M + L + K \geq 0 \quad \forall (K, L) \in \{(K, L) | K < 0, L > 0, K + L > 0\} \quad (41)$$

beschreibt diesen Sachverhalt. In allen anderen Fällen von  $K$  und  $L$  können die Abrufmengen von  $M$  frei gewählt werden.

### 3 Methode

Zusätzlich wird gefordert, dass die Summe für die folgenden 23 Stunden über die am Spotmarkt vermarkteten Mengen

$$M_{SM} = \sum_{i=t+4}^{t+95} Q_{p,i} \quad (42)$$

und die neuen, zusätzlichen Mengen des Teilnehmeraustausches

$$M_{TN-TN} = \sum_{i=t}^{t+95} Q_{p,i}^* \quad (43)$$

für die Teilnehmer mit Nettingrestriktion null sind:

$$M_{TN-TN} + M_{SM} = 0. \quad (44)$$

Damit wird berücksichtigt, dass die neuen Mengen der aktuellen Stunde so gewählt werden, dass zu einem späteren Zeitpunkt genügend Mengen für das Mengennetting vorhanden sind.

### 3.3 Annahmen und Vereinfachungen

Bei der Modellerstellung wurden einige Vereinfachungen getroffen. So sind die für die Märkte herangezogenen Preise als perfekte Voraussicht immer bekannt und exogen vorgegeben, wodurch ein Vermarktungserfolg die Marktpreise nicht ändert. Die für den Regelreservemarkt verwendeten Preise sind außerdem mengengewichtete Durchschnittspreise und nicht Preise des letzten Angebotes in der Merit Order. Dies liegt daran, dass der österreichische Regelzonenführer *Austrian Power Grid AG* (APG) für die Tertiärregelung nur diese Preise veröffentlicht. Dadurch unterschätzt das Modell die Gewinne am Regelreservemarkt, da mit dem abgegebenen Preis in Wirklichkeit mehr Abrufe erreicht werden könnten. Außerdem wird für das Erkennen eines Abrufes nicht die von der APG abgerufene Menge betrachtet, sondern nur überprüft, ob zu diesem Zeitpunkt generell ein Abruf stattfindet. Wenn es zu einem Abruf am Regelreservemarkt kommt, vergleicht das Modell den abgegebenen Preis mit dem veröffentlichten durchschnittlichen Preis des Regelenergieabrufes. Sollte dieser Abrufpreis größer als der abgegebene Preis sein, ruft der Aggregator die komplette vorgehaltene Menge ab. Die publizierten Abrufmengen stellen demnach nur einen binären Trigger für die Abrufe des Aggregators dar. Weiters müssen die Angebote am Regelreservemarkt mindestens ein MW groß sein und in ganzen MW-Schritten erfolgen. Da diese Bedingung zu weiteren binären Nebenbedingungen führt und so das Mixed Integer

Problem zulasten der Lösungszeit vergrößert, wurden diese Anforderungen nicht ins Modell aufgenommen. Am Regelreservemarkt ist es möglich, aus unterschiedlichen strategischen Gesichtspunkten mehrere Angebote zu verschiedenen Preisen anzubieten. Im Modell wird maximal ein Gebot pro Produkt und Zeitscheibe abgegeben. Aufgrund der Größe der Mengen, welche der Aggregator von den Teilnehmern zur Verfügung gestellt bekommt, ist dies eine vertretbare Strategie. Die Day-Ahead-Auktion des Regelreservemarktes findet immer am vorhergehenden Wochentag statt. Somit erfolgt die Vermarktung der Mengen für Samstag, Sonntag und Montag am Freitag. Vereinfachend wurde dies vernachlässigt und die Auktion geht immer am Vortag vonstatten. Feiertage finden hier ebenfalls keine Berücksichtigung. Dem Modell liegt zudem die Annahme zugrunde, dass die Teilnehmer ihre verfügbaren Mengen immer mit ihren Grenzkosten bepreisen und kein strategisches Verhalten zeigen. Die Restriktionen der Teilnehmer werden weiters so weit vereinfacht, dass sie nur eine Beschränkung der Abrufdauer und eine maximale Anzahl an Abrufen pro Tag aufweisen. In der Realität ist die maximale Abrufdauer meist abhängig von der abgerufenen Leistung. Um eine annehmbare Dauer für die Abarbeitung des Modells zu erreichen, wurde der Teilnehmernaustausch nicht jede Viertelstunde, sondern nur stündlich realisiert und die Modulation auf die Monate Mai und November beschränkt.

### 3.4 Validierung

Die Überprüfung des Modells erfolgte mittels sechs unterschiedlicher Testszenarien. Dazu wurden die Mengen, Preise und Restriktionen von drei Teilnehmern sowie jene der Märkte vorgegeben, für einen Testzeitraum von 24 Stunden manuell in Excel nachgerechnet und mit den Modellergebnissen verglichen. Die Inputparameter wurden dabei so eingestellt, dass möglichst alle Kombinationen aus Mengen- und Preiszusammensetzung auftraten. Der erste Test überprüfte den richtigen Teilnehmernaustausch. Die Tests zwei bis vier bezogen jeweils einen der Märkte (Spotmarkt, Regelreservemarkt Day-Ahead, Regelreservemarkt Week-Ahead) mehr in die Berechnung ein, wobei am Regelreservemarkt keine Abrufe, sondern nur Vorhaltungen stattfanden. Der fünfte Test erzwang einen Abruf und simulierte verschiedene Preisszenarien. Die maximale Abrufdauer und Anzahl überprüfte der sechste Test. Zusätzlich wurden die Ergebnisse des Modells bei komplettem Durchlauf einem Plausibilitätscheck unterzogen. Die Ergebnisse der Validierung wurden allesamt als korrekt beurteilt, weshalb von einer richtigen Implementierung aller Funktionen und Bedingungen ausgegangen werden kann.

## 3 Methode

### 3.5 Skalierung

Dieses Kapitel beschreibt die Auswahl an Werten für die in Kapitel 3.2 eingeführten Beschränkungen des Modells sowie der einzelnen Märkte und Teilnehmer.

#### 3.5.1 Allgemeine Beschränkungen

Die Übertragungstrecken der Gleichung (10) werden mit

$$T_{min} = -9999 \text{ MWh}/15\text{min} \text{ und} \quad (45)$$

$$T_{max} = 9999 \text{ MWh}/15\text{min} \quad (46)$$

beschränkt. Dies entspricht bei den Mengen, die den Teilnehmern zur Verfügung stehen, praktisch unbeschränkten Übertragungstrecken.

#### 3.5.2 Regelreservemarkt

Der Regelreservemarkt dient der Ausregelung von Erzeugung und Verbrauch, um die Netzfrequenz stabil zu halten, und umfasst die Primärregelung, die Sekundärregelung sowie die Tertiärregelung. Diese unterscheiden sich sowohl durch technische als auch wirtschaftliche Anforderungen. Die Primärregelung wird automatisch aktiviert und reagiert innerhalb weniger Sekunden auf Abweichungen der Frequenz von ihrem Nennwert. Die Sekundärregelung wird ebenfalls automatisch aktiviert und soll die Primärregelreserve entlasten, damit diese für den Netzausgleich verfügbar ist. Sie wird aktiviert, wenn eine Beeinflussung des Netzes 30 Sekunden überschreitet. Bei einer Abweichung, die länger als 15 Minuten andauert, kann der Regelzonenführer die Tertiärregelreserve zur Entlastung der Sekundärregelreserve abrufen [13]. Ein Abruf der Tertiärregelung dauert im Allgemeinen mindestens 15 Minuten, wobei ein Abruf mit dem Ende einer Produktzeitscheibe automatisch stoppt und in dieser Ausnahme auch kürzer dauern kann [20]. Die Ansprüche, welche die Primärregelung mit der Aktivierung innerhalb weniger Sekunden und die Sekundärregelung mit kontinuierlicher Vorgabe des Leistungssollwertes vorgeben [21], können nur wenige Lasttypen erfüllen. Deshalb untersucht diese Arbeit eine Vermarktung der Lasten ausschließlich für die Tertiärregelreserve. Die Ausschreibung der Tertiärregelreserve erfolgt in der Vorwoche für das kommende Wochenende und für die Folgewoche jeweils in Blöcken zu vier Stunden. In dieser Week-Ahead-Auktion stehen somit zwölf Produkte zur Vermarktung, wobei immer 200 MW für die positive und 125 MW für die negative Tertiärregelreserve ausgeschrieben sind. Die Gebote müssen in ganzen MW-Schritten zwischen ein und 50 MW abgegeben werden. Dies führt zu einer Skalierung der Nebenbedingungen (17) und (18) für die Week-Ahead-Auktion von:

$$QMAX_{RR+} = 200 \text{ MW} \quad (47)$$

$$QMIN_{RR-} = -125 \text{ MW} . \quad (48)$$

Jeden Tag stehen außerdem für den Folgetag in der Day-Ahead-Auktion nochmals 80 MW für die positive und 45 MW für die negative Tertiärregelreserve zur Ausschreibung. Dementsprechend werden für die Optimierung des Day-Ahead-Regelreservemarktes die maximalen Mengen auf

$$QMAX_{RR+} = 80 \text{ MW} \quad (49)$$

$$QMIN_{RR-} = -45 \text{ MW} \quad (50)$$

gesetzt [22]. Jedes Angebot besteht aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis.<sup>4</sup> Alle abgegebenen Angebote werden nach dem Leistungspreis gereiht und bis zur Vorhaltungsmenge zugeschlagen. Diese Angebote müssen daraufhin für die vorgesehene Zeit vorgehalten werden und erhalten dafür den Leistungspreis ausbezahlt. Bei einem Abruf positiver Regelenergie werden die Angebote mit dem niedrigsten, bei einem Abruf negativer Regelenergie die Angebote mit dem höchsten Arbeitspreis als Erstes abgerufen. Für den Abruf erhält der Teilnehmer den Arbeitspreis [22]. Das Auktionsverfahren wird laufend verändert und den Marktgegebenheiten angepasst. So fand auch im Sommer 2016 eine Umstellung statt [23]. Aus diesem Grund weichen die im Modell verwendeten Zeiten für die Auktionen von den aktuellen Zeiten ab. Da die auktionierten Produkte gleich geblieben sind, hat dies jedoch keine Auswirkungen auf die Ergebnisse. Die Leistungspreise wurden den Auktionsergebnissen von der Website der APG entnommen [24] und sind als perfekte Voraussicht im Modell abgebildet. Die Arbeitspreise entstammen ebenfalls der Website der APG [25]. Allerdings wurden diese für das Modell aufbereitet, indem für jedes Produkt in 10 €-Schritten die Abrufwahrscheinlichkeit ermittelt und anschließend mit dem Preis multipliziert wurden. So konnte für jedes Produkt am Tertiärregelreservemarkt jener Arbeitspreis ermittelt werden, mit dem sich unter der Annahme, dass man 100 % der Zeit vermarktet ist, der größte Jahresgewinn erzielen lässt. Diese idealen Arbeitspreise wurden für alle Auktionsabgaben im Modell eingesetzt. Im Falle eines Abrufes wird dieser ideale Arbeitspreis verrechnet. Für die Bewertung des Regelreservemarktes gegenüber dem Spot-

---

<sup>4</sup> Der Leistungspreis ist der Preis pro MW und Stunde, welcher für die Leistungsvorhaltung bezahlt wird. Der Arbeitspreis in €/MWh wird für die tatsächliche Erbringung eines Abrufes ausgezahlt.

### 3 Methode

markt und dem Teilnehmernaustausch wurde der ideale Arbeitspreis mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet und mit dem Leistungspreis der jeweiligen Viertelstunde addiert.

#### 3.5.3 Spotmarkt

Die Preise des Spotmarkts stammen von den auf der Website der österreichischen Energiebörse *Energy Exchange Austria | Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG* (EXAA) veröffentlichten historischen Daten [26]. Die Auktion für den Folgetag schließt um 10:12 Uhr, wobei darauf ein Post-trading-Prozess folgt und die finalen Ergebnisse um 10:20 Uhr feststehen [27]. Im Modell findet die Auktion täglich um 10:00 Uhr statt.

#### 3.5.4 Teilnehmer

Die Teilnehmer am Pool des Aggregators lassen sich durch einen Lastverlauf, einen Verlauf des Potenzials sowie durch die maximale Abrufdauer, die maximale Anzahl an Abrufen pro Tag und die Information, ob ein Netting erforderlich ist, charakterisieren. Bei Aufruf eines Teilnehmers errechnet dieser aus seinem Lastverlauf und seinem Potenzial die Verfügbarkeiten des angeforderten Zeitbereichs für jede Viertelstunde und gibt diese als Zeitverlauf gemeinsam mit den Restriktionsinformationen zurück. Die folgenden Abschnitte umfassen eine Beschreibung der für diese Arbeit herangezogenen Teilnehmer.

##### *Kläranlage*

Die Studie *LoadShift* beziffert die Nennleistung der Anlagenkomponenten einer Kläranlage, welche für Lastverschiebung geeignet sind, mit 382 kW [10]. Um im Vergleich zu den Nennleistungen der anderen Teilnehmer eine Signifikanz zu ermöglichen, wird die Nennleistung der Kläranlage im Anlagenpool dieser Arbeit mit drei multipliziert, wodurch sich 1,146 MW ergeben. Als Lastverlauf wird das Standardlastprofil G3 2015 für durchlaufende kommunale Betriebe, wozu auch Kläranlagen zählen, verwendet [28]. Die Einbeziehung des Standardlastprofils geht mit Abweichungen einher, da es sich dabei um eine Aggregation von Lastverläufen verschiedener Betriebe handelt, hier jedoch für eine einzelne Anlage Anwendung findet. Abbildung 9 zeigt einen Ausschnitt des entsprechenden Standardlastprofils, wobei die Leistung an die Maximalleistung der Kläranlage angepasst wurde. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 10 den tatsächlichen Verlauf einer Kläranlage aus dem Jahr 2012 [10]. Der gemessene Verlauf weist größere Unregelmäßigkeiten als das Standardlastprofil auf. In beiden Verläufen ist der Wochenrhythmus mit niedrigerem Verbrauch in den Nachtstunden und an den Wochenenden zu erkennen.



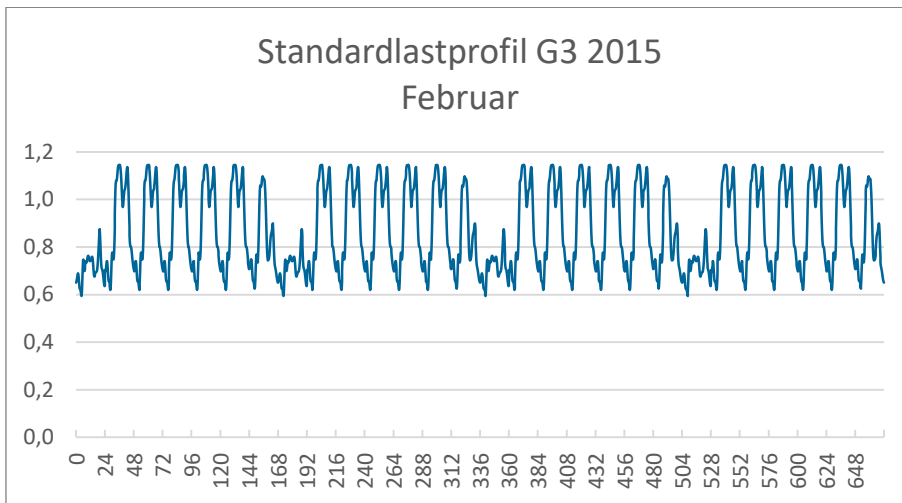


Abbildung 9: Skaliertes Standardlastprofil für Kläranlagen [29]

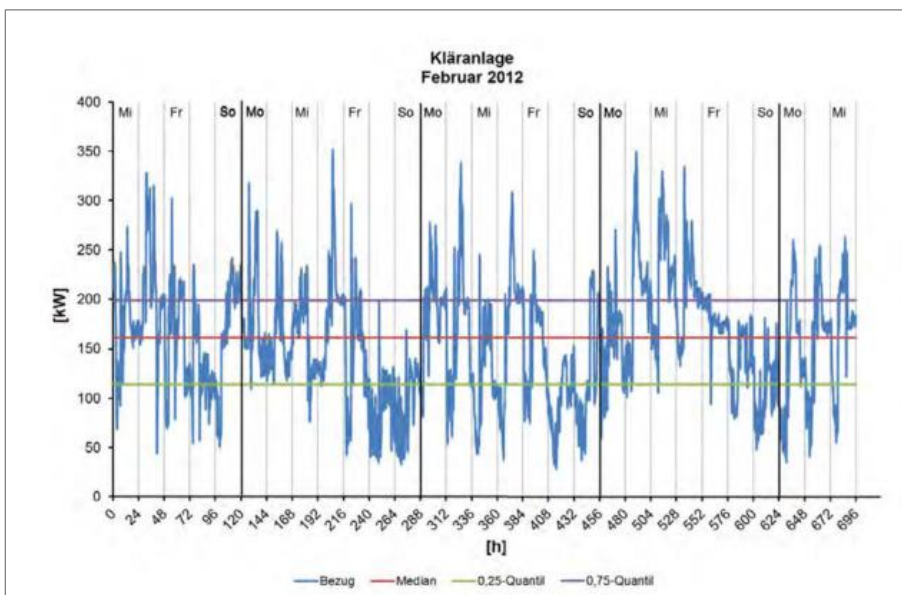


Abbildung 10: Typischer Lastverlauf einer Kläranlage für einen Monat [10]

Die *LoadShift*-Studie weist zudem die Potenziale von Kläranlagen aus. Betrachtet man die Anlagenkomponenten mit einer Nennleistung größer 10 kW, können für einen Zeitraum von fünf Minuten 61 kW, für 15 Minuten 72 kW und für eine Stunde 11 kW abgerufen werden. Längere Abrufe sind nicht realisierbar. Werktags und tagsüber erhöhen sich die Leistungen für eine Dauer von fünf Minuten auf 86 kW, für 15

### 3 Methode

Minuten auf 97 kW, für eine Stunde auf 48 kW, für vier Stunden auf 37 kW und für zwölf Stunden auf 25 kW. Die Kosten für eine Lastverschiebung betragen für ein Zeitintervall von fünf Minuten 240 bis 480 €/MWh, für 15 Minuten 80 bis 170 €/MWh und für eine Stunde 180 bis 440 €/MWh [10]. Für das Modell wird vereinfachend eine maximale Abrufleistung von 70 kW für die Peak-Stunden (8:00 bis 17:00) werktags bzw. 50 kW für die Offpeakstunden und das Wochenende angenommen. Diese Werte sind noch mit dem Faktor drei zu skalieren, womit sich 0,15 MW bzw. 0,21 MW ergeben. Weiters beträgt die herangezogene maximale Abrufdauer eine Stunde bei maximal einem Abruf pro Tag. Zusätzlich liegt dem Modell die Bedingung zugrunde, dass die Summe der abgerufenen Mengen innerhalb von 24 Stunden null ergeben muss. Die Kosten für eine Lastreduktion werden unabhängig von der Abrufdauer mit 175 €/MWh angesetzt. Die Bewertung der Kosten für eine Lasterhöhung erfolgt mit dem durchschnittlichen Strompreis von 47,3 €/MWh vom Februar 2015 laut E-Control für Anlagen kleiner 10 GWh Jahresstromverbrauch und Volllaststunden kleiner 4500 h/a [30]. Bei Lastreduktion sind demnach Einnahmen von mindestens 175 €/MWh notwendig, bei Lasterhöhung wird maximal ein Preis von 47,5 €/MWh bezahlt.

#### *Elektrolyse*

Derzeit existiert in Österreich eine Chloralkali-Elektrolyse-Anlage mit einer Maximalleistung von 22 MW. Die Chlorproduktion ist planmäßig das ganze Jahr mit maximaler Produktionskapazität in Betrieb. Um neben einer Leistungsreduktion eine Leistungserhöhung zu ermöglichen, wird ein Lastverlauf bei 95 % angenommen, was 20,9 MW entspricht. Da eine komplette Lastabschaltung negative Auswirkungen auf die Lebensdauer der verwendeten Membranen hätte, beträgt die Mindestlast ca. 40 bis 60 % der Spitzenlast [9]. Das Modell geht von 50 % aus. Weiters kann die Anlage nicht abrupte Laständerungen vornehmen, sondern benötigt ca. eine Stunde, um von Spitzenlast auf Minimallast zu reduzieren. Diese Leistungsgradienten werden im Modell vernachlässigt. Der Elektrolyse ist im Modell eine maximale Abrufdauer von 24 Stunden bei maximal einem Abruf pro Tag hinterlegt. Sie unterliegt somit keinen Einschränkungen bezüglich der Dauer und Häufigkeit der Abrufe. Außerdem besteht kein Nachholbedarf. Laut *LoadShift*-Studie belaufen sich die Kosten für eine Lastreduktion auf 105,35 €/MWh [9]. Für eine Lasterhöhung wird der durchschnittliche Strompreis für Industriekunden größer 10 GWh/a Jahresverbrauch und Volllaststunden größer 4500 h/a von 43,5 €/MWh bezahlt [30].

### **Stahlwerk**

Dieser Teilnehmer basiert auf den Referenzdaten des Elektrostahlwerks Marienhütte mit einer Spitzenlast von 30 MW. Die Anlage hat nur Reduktionspotenzial: Bis zu einer Abrufdauer von 15 Minuten sind 33 % der Last reduzierbar, für Zeiträume von 15 Minuten bis zu einer Stunde können 70 % reduziert werden und von einer Stunde bis zu vier Stunden besteht ebenfalls ein Potenzial von 33 %. Längere Abrufdauern lassen sich nicht realisieren. Außerdem sind ca. 40 Abrufe pro Jahr möglich. Vereinfachend wird für das Modell ein Abruf pro Tag mit einer maximalen Abrufdauer von vier Stunden zu maximal 33 %, also 10 MW, erlaubt und es besteht kein Nachholbedarf der reduzierten Mengen. Die Grenzkosten der Lastreduktion betragen 200 €/MWh [9].

### **Papierwerk**

Neben der Altpapieraufbereitung, der Holzstofferzeugung und einigen Nebenanlagen weist auch die Holzaufbereitung ein *Demand Response* Potenzial auf, welches als ein Teilnehmer in das Modell eingebunden wird. Die Holzaufbereitung hat einen Leistungsbedarf von 5 bis 15 MW bei einer Volllaststundenzahl von 3000 h/a [9]. Die ins Modell integrierte Anlage ist von Montag bis Freitag von 7:00 Uhr bis 19:00 Uhr in Betrieb und weist eine angenommene Leistung von 10 MW auf. Es besteht somit die Möglichkeit einer Verschiebung der Holzaufbereitung in die Nachtstunden. Das Potenzial von 50 % der Spitzenleistung (5 MW) ist bis zu 24 Stunden verfügbar. Die Kosten der Lastreduktion betragen laut *LoadShift* 20 €/MWh bis 435 €/MWh [9] weshalb im Modell der Mittelwert von 207,5 €/MWh angesetzt wird. Die Einpreisung der Lasterhöhung erfolgt mit 45 €/MWh. Dieser Wert liegt im Bereich der Industriepreise für 2015 [30] und steht maximal für die Bezahlung einer Energieübernahme zur Verfügung. Die maximale Abrufdauer ist mit 24 Stunden bei höchstens einem Abruf pro Tag angesetzt. Außerdem sind die reduzierten Mengen innerhalb von 24 Stunden mittels Lasterhöhung zu kompensieren.

### **Zementwerk**

In diesem Modell wird eine Zementmühle mit einer Leistung von 3 MW angenommen, welche die Produktion aufgrund eines Tag-Nacht-Tarifmodells in die Offpeakstunden verschoben hat. Somit läuft die Mühle wochentags und am Wochenende von 17:00 bis 6:00 Uhr. Diese Annahmen sind an [31] und [32] angelehnt. Saisonale Variationen der Produktion durch eine schwankende Auftragslage der Bauindustrie sind in diesem Modell vernachlässigt. Laut der *LoadShift*-Studie lässt sich eine Lastverschiebung von 50 % der Spitzenleistung für bis zu vier Stunden realisieren. Da anzunehmen ist, dass sich die Abrufe auch auf die Lebensdauer der Zementmühle auswirken, wird im Modell

### 3 Methode

die Anzahl der maximalen Abrufe auf einen Abruf pro Tag beschränkt. Eine Lastreduktion verursacht Grenzkosten von ca. 90 €/MWh [9], während eine Lasterhöhung mit 44 €/MWh bewertet wird. Dieser Strompreis liegt im Bereich der von der E-Control für 2015 veröffentlichten durchschnittlichen Industrieenergiepreise [30].

#### *Kühlhaus*

Das Lastprofil eines Kühlhauses hängt von dessen Größe, Baujahr und Warendurchsatz ab. Während alte Anlagen ca. alle ein bis zwei Stunden kühlen, reicht es bei neueren Kühlhäusern aus, nur in der Nacht zu kühlen [8]. Abbildung 11 zeigt einen vereinfachten typischen Last- und Temperaturverlauf eines Kühlhauses. In den Nachtstunden wird das Lager unterkühlt, tagsüber erwärmt es sich. Die mittlere Temperatur beträgt -26 °C, wobei sich die Temperaturschwankungen auf  $\pm 1$  °C belaufen. Auswirkungen des Warendurchsatzes sind nicht dargestellt und vereinfachend ist ein lineares Temperaturgefälle angenommen. Die Verschiebung der Kühlung in die Nachtstunden zielt auf die Ausnutzung günstiger Nachttarife ab [32]. Die Spitzenleistungen der Kühlanlagen variieren zwischen 0,5 MW und 1,35 MW und weisen ein Potenzial von 30-40 % der Nennleistung auf. Eine Fallstudie mit einem großen österreichischen Kühlhaus zeigte auf, dass eine mögliche Lastverschiebung von 0,75 MW bis 1 MW für bis zu einer Stunde pro Tag bei einer Vorlaufzeit von ebenfalls einer Stunde realisierbar ist [8]. Diese Werte werden unter Vernachlässigung der Vorlaufzeit ins Modell übernommen. Demnach beträgt die Spitzenleistung 1 MW, das maximale Potenzial 1 MW und die maximale Abrufdauer eine Stunde bei maximal einem Abruf pro Tag. Zusätzlich ist es notwendig, die abgerufenen Mengen innerhalb von 24 Stunden wieder einzuarbeiten, um die Temperatur in einem zulässigen Korridor zu halten. Als Grenzkosten werden die Stromkosten angenommen. Hierfür gilt der Tagestarif von 57 €/MWh von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr und der Nachttarif von 37 €/MWh. Diese Tarifstruktur bestimmt die notwendigen Mindesteinnahmen bei Lastreduktion und die maximal möglichen Ausgaben bei Lasterhöhung.

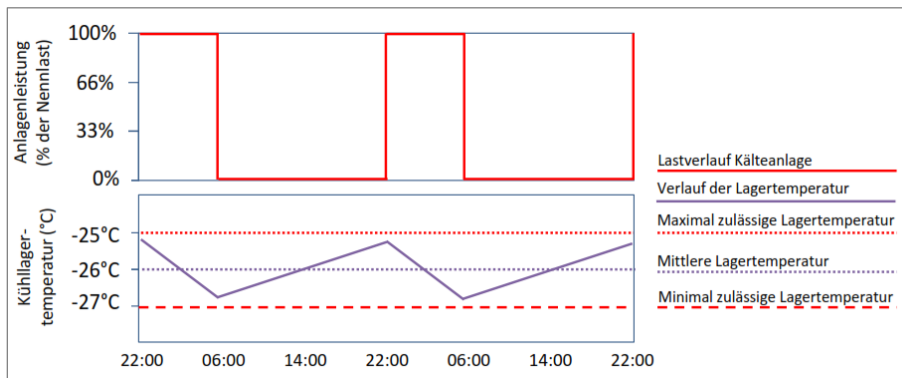


Abbildung 11: Last- und Temperaturverlauf eines Tiefkühlagers [16]

### Wärmepumpen

Es wird ein Pool von 1.000 Wärmepumpen mit einem maximalen Lastreduktionspotenzial von 1,3 MW in das Modell integriert [7]. Die Abschätzung des Lastverlaufes beruht auf dem Standardlastprofil ULB 2015 für Warmwasserspeicher mit Tagnachladung für ganzjährige unterbrechbare Lieferungen [29]. Für Abrufe für bis zu fünf Minuten sind 35 % des Potenzials, für jene zwischen fünf und 60 Minuten 85 % möglich. Längere Lastverschiebungen beziffert die *LoadShift*-Studie mit 0 % [7]. Im Modell wird somit ein maximales Potenzial von 1,105 MW, welches einmal pro Tag für maximal eine Stunde abgerufen werden kann und innerhalb von 24 Stunden eingearbeitet werden muss, herangezogen. Die hinterlegten Preise für einen Tagstarif von 80 €/MWh und 60 €/MWh für den Nachtstarif entstammen einer Recherche für Wärmepumpentarife bei österreichischen Stromlieferanten [33]. Der Tagstarif findet im Modell von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr Verwendung. Bei Lastreduktion gilt es die Stromkosten einzunehmen, bei Lasterhöhung kann maximal der Strompreis bezahlt werden.

### Windpark

Ein weiterer Teilnehmer, der nicht in allen Szenarien Berücksichtigung findet, ist ein Windpark, welcher seine prognostizierte Erzeugung vermarktet und kurzfristige Abweichungen vom Fahrplan dem Aggregator anbietet. Die Berechnung dieser durch den Prognosefehler bedingten Mengen basieren auf den Werten der Windprognose [34] und den Erzeugungsdaten [35] der APG. Dazu wird die Abweichung aller österreichischen Windräder auf einen Windpark der Größe von 30 MW skaliert. Als Opportunitätspreise werden für eine Energieabgabe an den Aggregator und seine Teilnehmer die Ausgleichsenergiepreise des ersten Clearings des österreichischen Bilanzgruppenkoordinators der *Austrian Power Clearing and Settlement AG* (APCS) herangezogen [36].

### 3 Methode

Der Energieübernahme bei Mindererfüllung des Fahrplans liegen die Stromgestehungskosten eines Gas-und-Dampf-Kraftwerks von 86,5 €/MWh zugrunde, da Gaskraftwerke diese Mengen auf einem kurzfristigen Markt bereitstellen könnten [37].

#### *Power2Heat*

Im Portfolio des Aggregators befindet sich auch eine Power2Heat-Anlage, welche eine konstante Wärmeabnahme von 7 MW mittels Gasfeuerung deckt, wobei das Gas durch elektrische Energie komplett substituiert werden kann. Demnach sind die Abrufe in der Dauer und Häufigkeit nicht beschränkt, was im Modell mit einer Restriktion von einem Abruf pro Tag zu maximal 24 Stunden hinterlegt ist. Für die Übernahme von Energie erhält der Teilnehmer maximal den Gaspreis bezahlt. Hier kommen die Tagesmittelwerte der Day-Ahead-Importpreise aus Deutschland des Jahres 2014 aus der Datenbank der *Energy Economics Group* der Technischen Universität Wien zur Anwendung. Da für die Wochenenden keine Preise vorliegen, werden diese Werte linear approximiert.

#### *Vergleich der Teilnehmer*

Die Potenziale und Beschränkungen der Teilnehmer sind in Tabelle 2 gegenübergestellt. Auffällig ist die geringe Leistung des Potenzials des Klärwerks. Zusätzlich sind aufgrund der engen Beschränkungen nur geringe Austauschmengen zu erwarten. Als etwas größer, doch wesentlich kleiner als jene der anderen Teilnehmer, stellen sich die Potenziale der Wärmepumpen, des Kühlhauses und des Zementwerkes dar. Vor allem die Restriktionen der Wärmepumpen und des Kühlhauses mit nur einem Abruf pro Tag von maximal einer Stunde schränken den flexiblen Einsatz dieser beiden Teilnehmer stark ein. Das Zementwerk kann immerhin längere Abrufe bewerkstelligen und könnte somit relevante Gewinne erzielen. Das Papierwerk und das Stahlwerk weisen mit Grenzkosten um 200 €/MWh höhere Grenzkosten als die anderen Teilnehmer auf, was ihnen ein Nachteil sein könnte. Die Elektrolyse und die Power2Heat-Anlage unterliegen einerseits keinen Beschränkungen und haben andererseits im Vergleich auch niedrige Grenzkosten, weshalb ein Vorteil dieser Technologien zu erwarten ist. Vor allem die Power2Heat-Anlage besticht mit durchschnittlichen Grenzkosten von ca. 20 €.

### 3.5 Skalierung

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Teilnehmer

Teilnehmer		Spitzenleistung	Potenzial	Grenzkosten Lieferung / Bezug	Maximale Abrufdauer	Maximale Abrufe pro Tag	Mengennetting
		MW	MW	€/MWh	h	-	-
1	Klärwerk	1,146	±0,15 / ±0,21	175 / 47,3	1	1	Ja
2	Elektrolyse	22	+1,1 / -9,9	105,35 / 43,5	24	1	Nein
3	Stahlwerk	30	-10	200	4	1	Nein
4	Papierwerk	10	±5	207,5 / 45	24	1	Ja
5	Zementwerk	3	±1,5	90 / 44	4	1	Ja
6	Kühlhaus	1	±1	57/37 / 57/37	1	1	Ja
7	Wärmepumpen	1,3	±1,105	60/80 / 60/80	1	1	Ja
8	Windpark	30	±30	AEP* / 86,5	24	1	Nein
9	Power2Heat	7	+7	GP**	24	1	Nein

\*) Ausgleichsenergiepreise

\*\*\*) Gaspreise

## 4 Ergebnisse

Die folgenden Kapitel stellen die Ergebnisse der Modellierung vor und betrachten dabei neben den Abruf- und Vorhaltemengen der Teilnehmer die erzielbaren Gewinne für die Monate Mai und November des Jahres 2015. Dabei werden ausgehend vom Referenzszenario als Erstes die Teilnehmer, welche der Nettingrestriktion unterliegen, bei den Auktionen am Regelreservemarkt in ihren vermarktbareren Mengen beschränkt, um die Auswirkungen auf das Abrufverhalten bzw. den Gewinn zu analysieren. In den beiden folgenden Szenarien steht der Arbeitspreis des Regelreservemarktes im Mittelpunkt der Untersuchung. Eines der Arbeitspreis-Szenarien beschäftigt sich mit der Bewertung des Regelreservemarktes im Vergleich zu den anderen Märkten, indem der für die Entscheidung, auf welchen Markt die Mengen gestellt werden, zuständige, mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichtete ideale Arbeitspreis halbiert bzw. verdoppelt wird. Im anderen Arbeitspreis-Szenario wird die Bewertung wie im Referenzszenario vorgenommen aber der abgegebene Arbeitspreis erhöht bzw. vermindert. Darauf folgt eine Untersuchung der Auswirkungen der maximalen Abrufzeit und des Preisniveaus der Teilnehmer auf die Abrufstruktur und den Gewinn. Anschließend wird in den Teilnehmerpool ein Windpark integriert, welcher seine Prognosefehler durch die Teilnehmer auszugleichen versucht, ehe zum Abschluss eine Diskussion der Einflüsse der Nettingrestriktion und des Teilnehmeraustausches folgt.

### 4.1 Referenzszenario

Im Referenzszenario werden die in Kapitel 3.5.4 gelisteten Teilnehmer mit Ausnahme des Windparks aggregiert und vermarktet. Die Abruf- und Vorhaltemengen sowie der Gewinn sind in Tabelle 3 sowohl für Leistungsreduktion und Leistungssteigerung als auch gesamt gelistet. Dabei ist zu erkennen, dass die Leistungssteigerung gegenüber der Leistungsreduktion dominiert. Eine Erklärung dafür liefert das Preisniveau der Teilnehmer, welche für die Energieeinspeisung durch Leistungsreduktion Grenzkosten im Bereich von ca. 60 bis 200 €/MWh decken müssen, während der Spotmarkt durchschnittliche Preise von ca. 30 €/MWh aufweist. Für den Energiebezug würden die Teilnehmer zwischen 37 und 80 €/MWh auslegen. Diese Preise sind wesentlich näher an den Marktpreisen. Für Mengen am Regelreservemarkt würden die Teilnehmer immer bezahlt werden. Somit ist die Vorhaltung für Leistungssteigerung im Vorteil, da hier die Teilnehmer für den Energiebezug bezahlt werden, obwohl sie selbst bereit wären, für die Energie zu bezahlen. Die Bewertung des Regelreservemarktes erfolgt aufgrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit mit Preisen zwischen 1 und 14 €/MWh. Deshalb gibt es kaum Vorhaltung negativer Mengen. Dies spiegelt sich auch in den Gewinnen wider:



#### 4.1 Referenzszenario

Während mit Leistungssteigerung innerhalb von zwei Monaten ein Ertrag von ca. 61.000 € Erlöst wird, verbucht die Leistungsreduktion einen Verlust von rund 900 €. Der Abruf negativer Mengen, der mit Verlusten einhergeht, ist u. a. auf die Nettingbedingung zurückzuführen. Durch negative Mengen lassen sich somit auch positive Mengen absetzen, welche den Gesamtgewinn erhöhen.

Tabelle 3: Abrufe, Vorhaltung und Gewinn des Referenzszenarios

	Leistungssteigerung / Bezug von Energie	Leistungsreduktion / Energieeinspeisung	Gesamt
Abrufe	330,5 MWh	56,5 MWh	387,0 MWh
Vorhaltung	11.852,6 MWh	1,2 MWh	11.853,8 MWh
Gewinn	61.118 €	-922 €	60.196 €

Abbildung 12 zeigt die jeweiligen Abrufmengen der Teilnehmer für die beiden betrachteten Monate Mai und November des Jahres 2015. Es ist zu erkennen, dass im Mai mehr Energie abgerufen wird als im November und die Power2Heat-Anlage mengenmäßig dominiert.

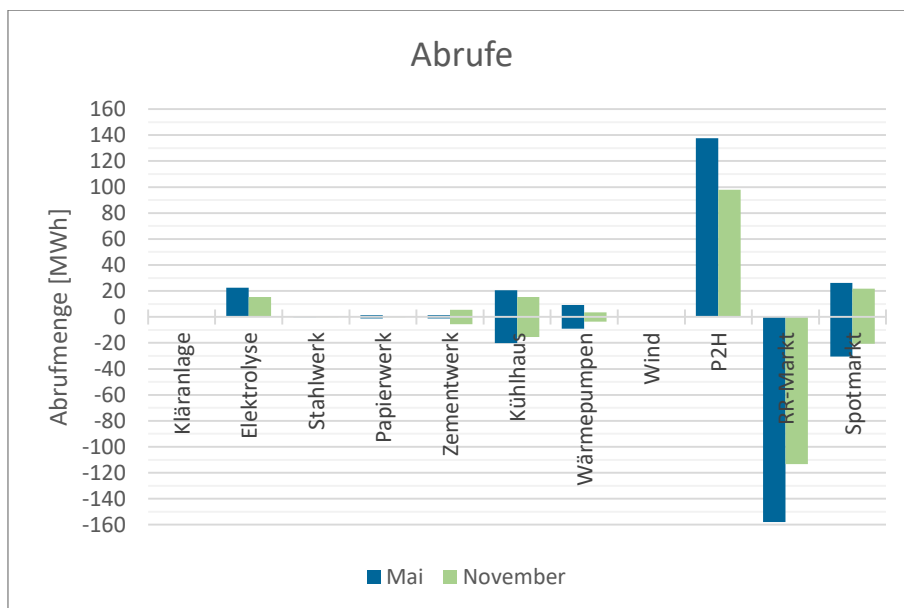


Abbildung 12: Abrufe der Teilnehmer im Referenzszenario

Aufgrund dieser Dominanz sind die Abrufmengen in Abbildung 13 nochmals im Detail für die anderen Teilnehmer aufgeschlüsselt. Die Kläranlage kommt zu keinen Abrufen, gefolgt vom Stahlwerk mit 0,17 MWh und dem Papierwerk mit 1,46 MWh in beiden

## 4 Ergebnisse

Richtungen. Das Zementwerk ist der einzige Teilnehmer, der im November mehr Ab-rufmengen verbuchen kann als im Mai. Die Wärmepumpen kommen auf ca. 13 MWh je Richtung für beide Monate, während das Kühlhaus ca. 36 MWh vorweisen kann. Weiters ist bei den Teilnehmern Papierwerk, Zementwerk, Kühlhaus und Wärmepum-pen zu sehen, dass die negativen Mengen den positiven Mengen entsprechen, was der Nettingrestriktion zuzuschreiben ist.

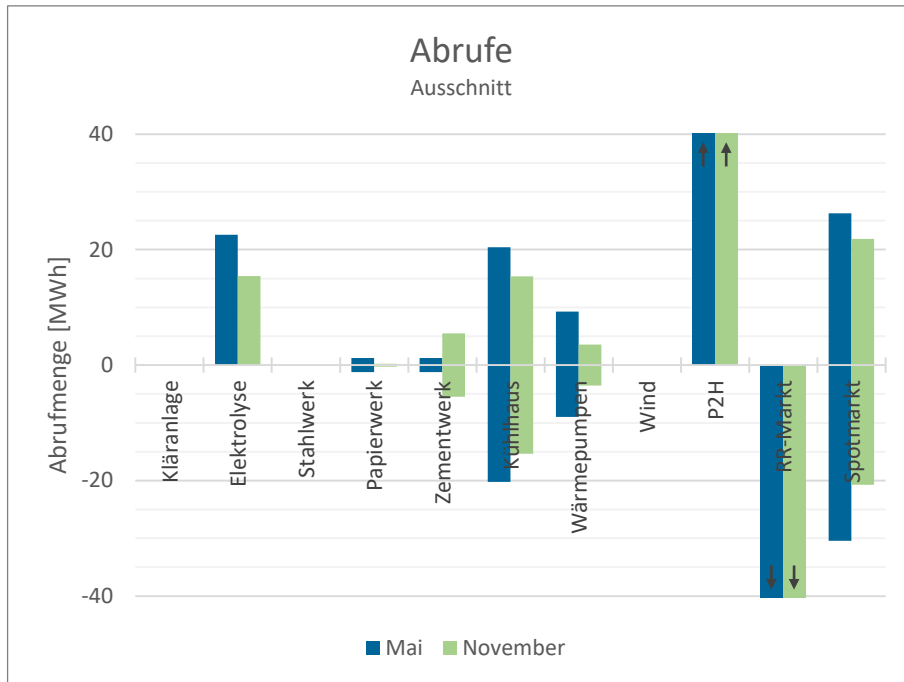


Abbildung 13: Ausschnitt der Abrufe der Teilnehmer im Referenzszenario

Die Elektrolyse steuert etwa 38 MWh Lasterhöhung bei, jedoch keine Lastreduktion. Diese Menge erscheint angesichts der geringen Grenzkosten und wenigen Einschränkungen relativ klein. Betrachtet man die vorgehaltenen Mengen in Abbildung 14, ist zu erkennen, dass die Elektrolyse den Großteil ihrer Mengen von etwa 1.600 MWh für den Regelreservemarkt vorhält. Rund die sechsfache Menge wird nochmals von der Power2Heat-Anlage vorgehalten, wozu sie beinahe durchgehend mit ihrer gesamten verfügbaren Leistung von 7 MW vermarktet ist. Die Vorhaltemengen der übrigen Teilnehmer sind in Abbildung 15 zu sehen, wobei nur das Zementwerk und das Kühlhaus mit im Vergleich zu den beiden anderen Teilnehmern verschwindend geringen Mengen aufscheinen.

#### 4.1 Referenzszenario

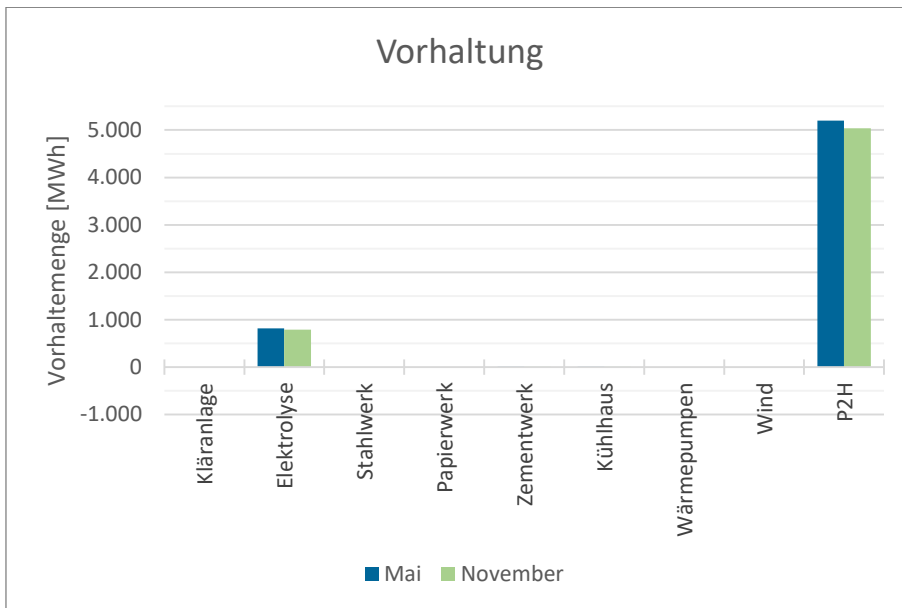


Abbildung 14: Vorhaltung der Teilnehmer im Referenzszenario

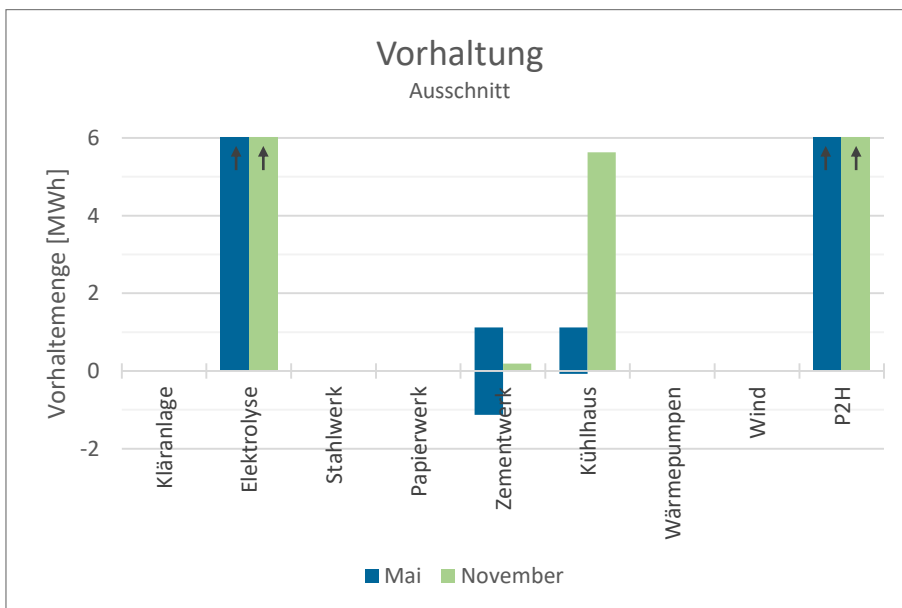


Abbildung 15: Ausschnitt der Vorhaltungen der Teilnehmer im Referenzszenario

In Abbildung 16 sind die Beiträge der einzelnen Teilnehmer eingetragen, welche diese zum Gesamtgewinn des Aggregators beisteuern. Die hohe Präsenz der Power2Heat-Anlage und der Elektrolyse in der Vorhaltung schlägt sich auch im Gewinn nieder,

## 4 Ergebnisse

obwohl der Leistungspreis für die vorgehaltene Megawattstunde viel geringer ausfällt als der Arbeitspreis für tatsächlich erbrachte Leistungsänderung. Die Power2Heat-Anlage verbucht einen Gewinn von ca. 25.000 € pro Monat, die Elektrolyse immerhin von ca. 4.000 € pro Monat. Die Gewinne durch die weiteren Teilnehmer sind in Abbildung 17 im Detail dargestellt. Während das Kühlhaus durchschnittlich ca. 680 € pro Monat und die Wärmepumpe ca. 170 € pro Monat zum Gesamtgewinn beisteuern, erwirtschaften die restlichen Teilnehmer unter 10 € bzw. negative Beiträge. Diese Gewinne bzw. Verluste sind nicht als jene des Teilnehmers zu verstehen, sondern als Beiträge zum Gesamtgewinn, auf den auch die Optimierung abzielt. So erscheinen die Verluste für den verursachenden Teilnehmer als nicht sinnvoll und es wäre für ihn vorteilhafter, die Mengen nicht abzurufen. Im Gesamtkontext des Aggregators mit dem Blick auf alle verfügbaren Mengen und Einschränkungen können für den einzelnen Teilnehmer unwirtschaftliche Abrufe anderen Teilnehmern Abrufe ermöglichen, mit denen Gewinne erzielt werden, welche die Verluste rechtfertigen. Außerdem besteht dadurch eventuell die Möglichkeit, eine gesamte Produktzeitscheibe am Regelreservemarkt anzubieten, was sonst nicht machbar wäre. Bei der Gewinnverteilung des Gesamtgewinns auf die Teilnehmer gilt es dies entsprechend zu berücksichtigen.

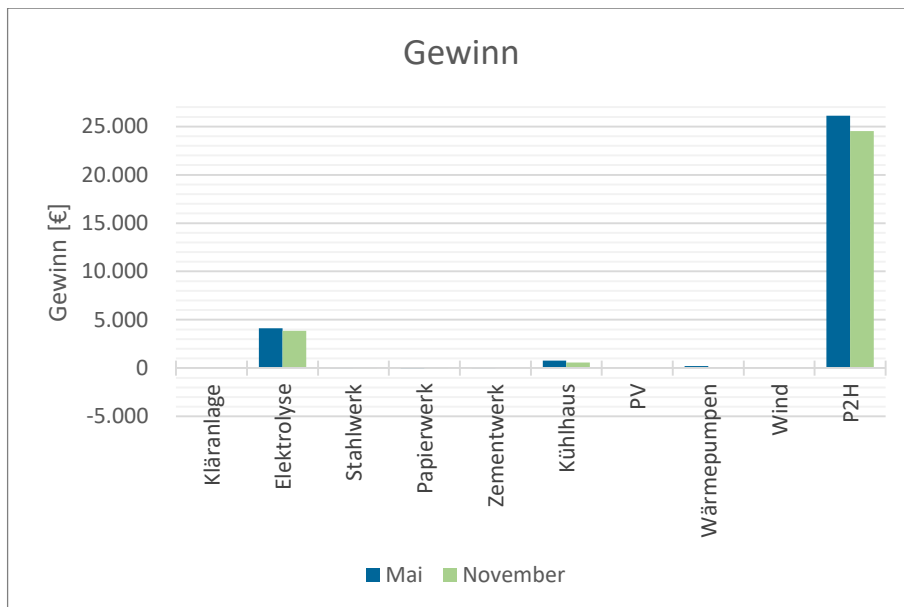


Abbildung 16: Gewinn der Teilnehmer im Referenzszenario

#### 4.1 Referenzszenario

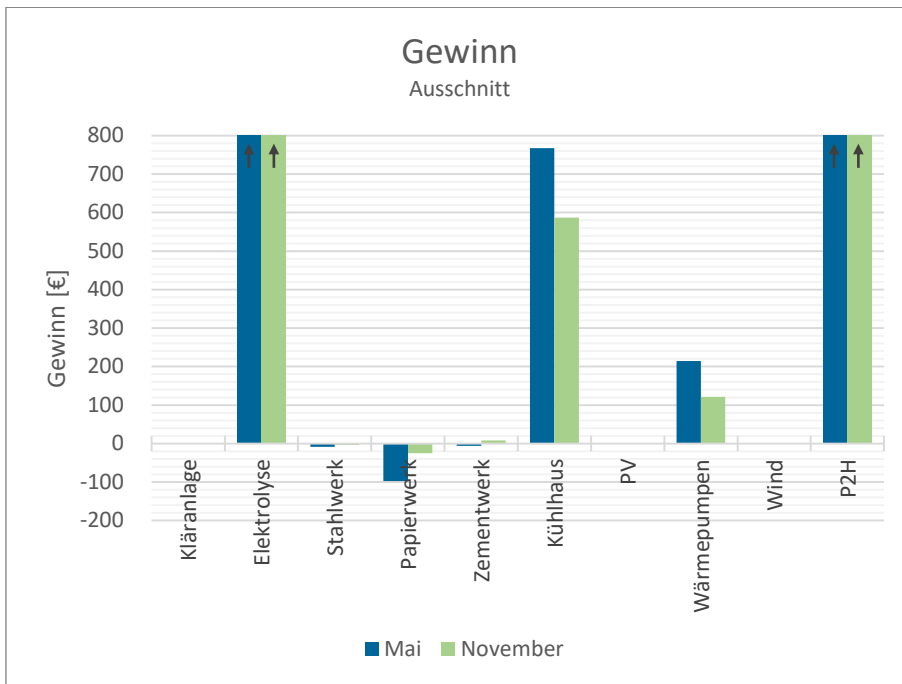


Abbildung 17: Ausschnitt der Gewinne der Teilnehmer im Referenzszenario

Bei Betrachtung der Aufteilung der Abrufmengen in Abbildung 18 fällt auf, dass der Großteil durch Regelenenergieabrufe des Regelreservemarktes zustande kommt und sich etwa ein Viertel der Abrufe auf den Handel mit dem Spotmarkt zurückführen lässt. Die kleine Menge des Teilnehmeraustausches ist dadurch zu erklären, dass dieser praktisch nur dazu verwendet wird, Restriktionen zu erfüllen. In den meisten Fällen erhält der Spotmarkt den Vorzug, da dieser meist gewinnbringender ist. Dies sei mit dem Beispiel aus Abbildung 4 veranschaulicht: Angenommen, ein Teilnehmer kann 100 €/MWh für einen Energiebezug bezahlen und ein weiterer Teilnehmer diese Mengen für 50 €/MWh liefern, so wird sich im Teilnehmeraustausch ein Preis von 75 €/MWh einstellen. Beide Teilnehmer verzeichnen somit einen Gewinn von 25 €/MWh, wodurch sich ein Gesamtgewinn von 50 €/MWh ergibt. Beträgt der Spotmarktpreis 30 €/MWh und ist demnach niedriger als die Preise beider Teilnehmer, wird der erste Teilnehmer die Mengen vom Spotmarkt beziehen und damit einen Gewinn von 70 €/MWh erzielen. Da der zweite Teilnehmer seine Mengen nicht verkaufen kann, ist dies auch der Gesamtgewinn, der nun höher als bei Teilnehmeraustausch ausfällt. Liegt der Spotmarktpreis mit 60 €/MWh zwischen den Preisen der Teilnehmer, verzeichnet der erste Teilnehmer bei Handel mit dem Spotmarkt einen Gewinn von 40 €/MWh, der

## 4 Ergebnisse

zweite Teilnehmer einen Gewinn von 10 €/MWh. Der Gesamtgewinn entspricht nun jenem des Teilnehmernaustausches. Sollte der Spotmarktpreis höher als beide Teilnehmerpreise sein, wird nur der zweite Teilnehmer seine Mengen am Spotmarkt verkaufen und dabei einen höheren Gewinn als beim Teilnehmernaustausch erreichen. Der Gesamtgewinn am Spotmarkt ist somit mindestens so hoch wie beim Teilnehmernaustausch, wodurch kein Anreiz für den gegenseitigen Austausch zwischen den Teilnehmern besteht. Werden Verfügbarkeiten erst nach der Spotmarktauktion bekannt, erhält der Teilnehmernaustausch mehr Bedeutung. Kapitel 4.6 setzt sich mit diesem Sachverhalt näher auseinander, indem ein Windpark als weiterer Teilnehmer in den Pool aufgenommen wird.

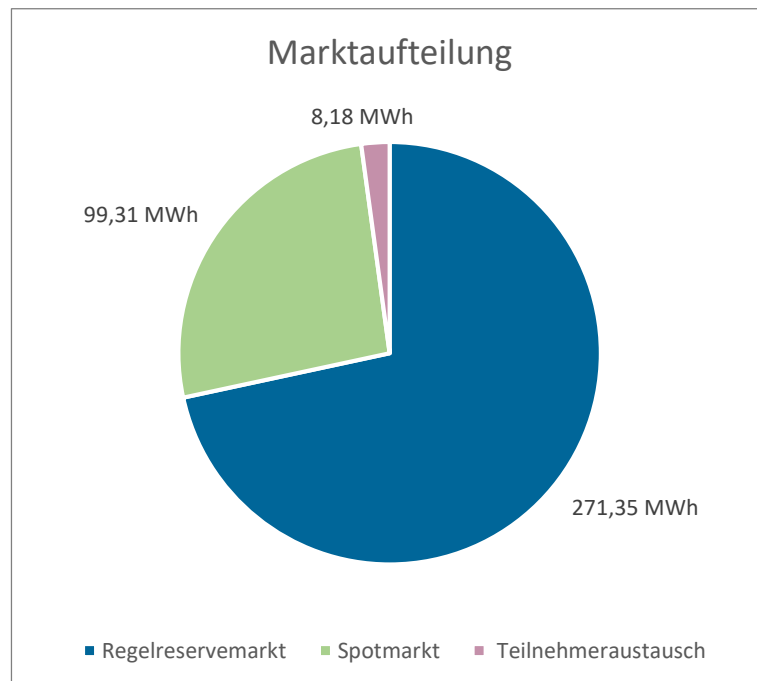


Abbildung 18: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte im Referenzszenario

### 4.2 Beschränkung der Mengen am Regelreservemarkt

Da im Referenzszenario neben den bereits beschriebenen Ergebnissen festzustellen ist, dass die Nettingrestriktion nicht zu jedem Augenblick perfekt erfüllt werden kann, erfolgt eine Beschränkung der Mengen für die Vermarktung am Regelreservemarkt. Damit soll vermieden werden, dass bei einem Regelenergieabruf nicht mehr genug unvermarktete Flexibilität für den Mengenausgleich zur Verfügung steht. Die Untersuchung identifiziert, wie sich eine Beschränkung der Mengen für die Optimierung der

## 4.2 Beschränkung der Mengen am Regelreservemarkt

Vermarktung am Regelreservemarkt auswirkt. Die Beschränkung trifft dabei nur jene Teilnehmer, welche ihre negativen und positiven Mengen innerhalb von 24 Stunden ausgleichen müssen. Abbildung 19 zeigt, dass dadurch die Abrufmengen des Spotmarkts ansteigen, die Regelenergieabrufe konstant bleiben und die Mengen des Teilnehraustausches variieren. Eine Ausnahme stellt die Situation dar, wenn die entsprechenden Teilnehmer an der Regelreserveauktion nicht teilnehmen. Dies hat zur Folge, dass die Mengen des Teilnehraustausches auf Kosten der Spotmarktmengen ansteigen.

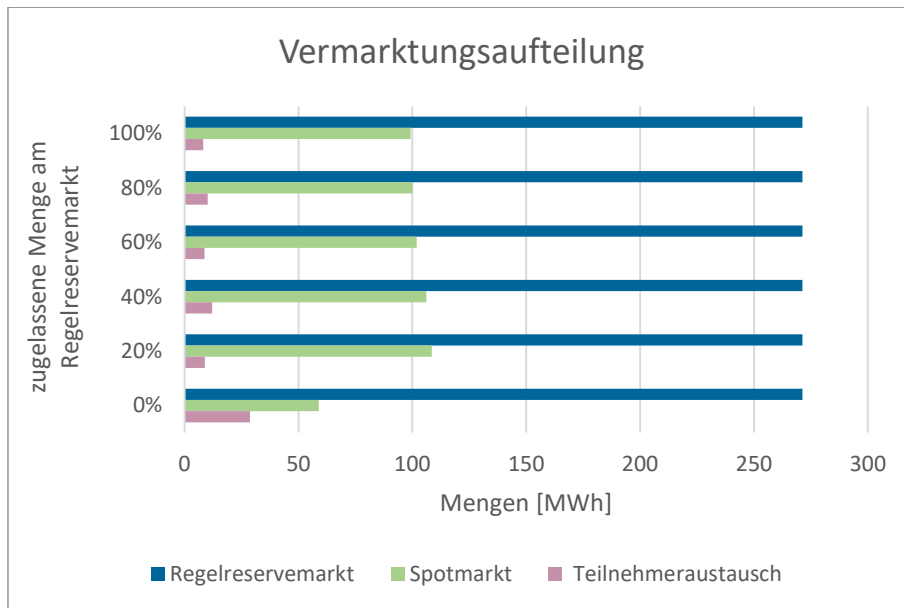


Abbildung 19: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte bei unterschiedlichen Beschränkungen der Mengen am Regelreservemarkt der Teilnehmer mit Nettingrestriktion

Eine Betrachtung der Gewinne sowie der Abruf- und Vorhaltemengen stellt Abbildung 20 bereit, wobei die beiden dominierenden Teilnehmer Elektrolyse und Power2Heat abgezogen sind. Dabei ist mit der Beschränkung ein kontinuierlicher Rückgang der vorgehaltenen Mengen am Regelreservemarkt festzustellen. Die Abrufmengen bewegen sich um ca. 120 MWh. Der Gewinn schwankt ebenfalls um ca. 1.500 € und sinkt bei einem kompletten Ausschluss der von der Nettingbedingung betroffenen Teilnehmer vom Regelreservemarkt auf 1.240 €. Im Vergleich dazu erreichen Power2Heat und Elektrolyse gemeinsam einen Gewinn von etwa 58.600 €.

## 4 Ergebnisse

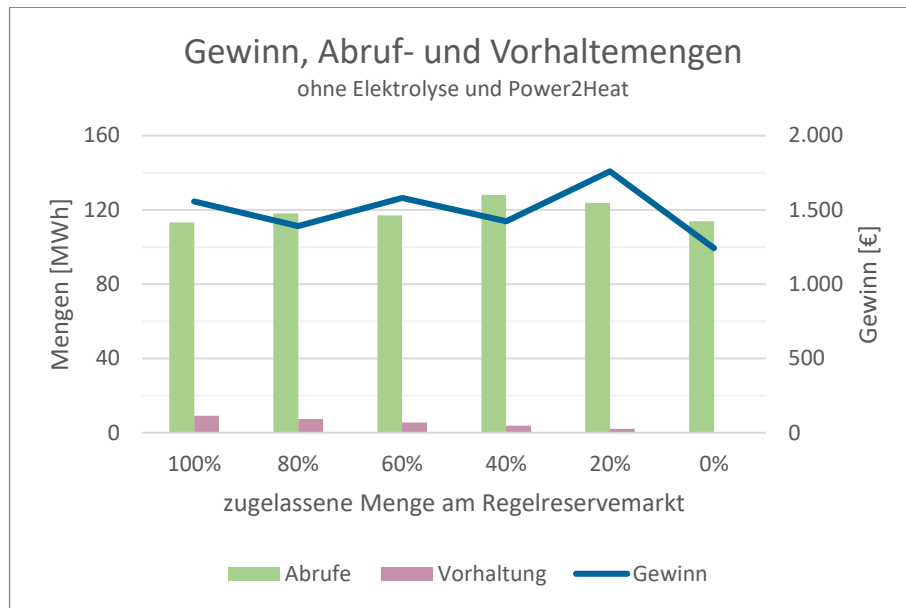


Abbildung 20: Gewinn, Abruf- und Vorhaltungsmengen bei unterschiedlichen Beschränkungen der Mengen am Regelreservemarkt von Teilnehmern mit Nettingrestriktion

Die Problematik der nicht ausgeglichenen Teilnehmer konnte mit dieser Maßnahme nicht merklich verbessert werden. Da es sich dabei nur um geringe Mengen handelt, fanden diese in den weiteren Untersuchungen keine weitere Berücksichtigung.

### 4.3 Variation des Bewertungspreises des Regelreservemarktes

Der für die Bewertung des Regelreservemarktes herangezogene Wert setzt sich aus dem Leistungspreis der jeweiligen Viertelstunde und dem mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichteten Arbeitspreis je Produkt am Regelreservemarkt zusammen. Dabei wird jener Arbeitspreis gewählt, mit dem sich bei durchgehender Vermarktung auf das ganze Jahr gerechnet mit diesem Produkt der höchste Gewinn aus den Tertiärregelenergieabrufen erzielen lässt. Da diese durchgehende Vermarktung eine Verfügbarkeit von 100 % verlangt, welche bei den meisten Teilnehmern nicht gegeben ist, könnte sich eine abweichende Bewertung positiv auf die Ergebnisse auswirken. Dies ist Gegenstand der folgenden Untersuchung, in welcher die gewichteten idealen Arbeitspreise der Bewertung halbiert bzw. verdoppelt werden. Abbildung 21 zeigt die Abrufmengen der Teilnehmer für diese beiden Szenarien sowie für das Referenzszenario. Die Abrufmengen der Power2Heat-Anlage bleiben mit ca. 236 MWh in allen drei Szenarien konstant und sind in dieser Abbildung nicht dargestellt. Es ist festzustellen, dass bei höherer Bewertung um ca. 5 MWh mehr abgerufen werden als im Referenzszenario.



### 4.3 Variation des Bewertungspreises des Regelreservemarktes

Diese Zuwächse sind vor allem dem Zementwerk und der Papierfabrik zuzuschreiben. Bei niedrigerer Bewertung sinken die Abrufmengen um ca. 2 MWh; bei Überbewertung wird die Kläranlage mit wenigen Kilowattstunden abgerufen.

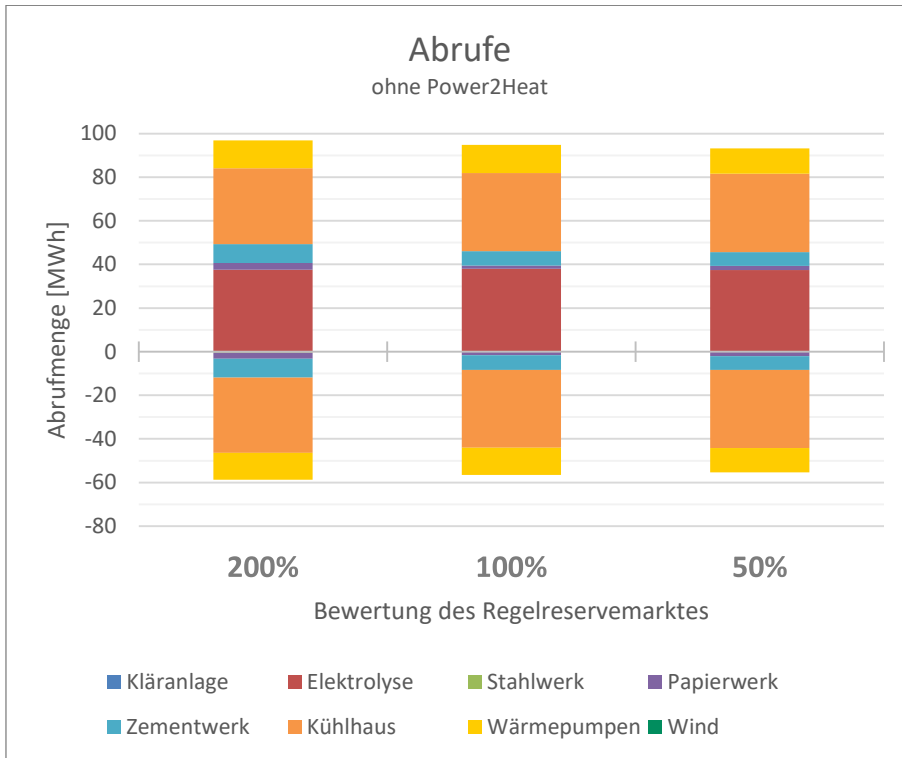


Abbildung 21: Abrufmengen der Teilnehmer (ausgenommen Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes

Durch die Überbewertung findet, wie Abbildung 22 ohne Elektrolyse und Power2Heat zeigt, wesentlich mehr Vorhaltung durch die Teilnehmer statt, da diese für das Zementwerk, die Wärmepumpen und das Papierwerk zunehmend an Attraktivität gewinnt. Bei einer Unterbewertung gehen vor allem die negativ vorgehaltenen Mengen zurück. Die gemeinsame Vorhaltung von Elektrolyse und Power2Heat verändert sich um maximal 2,5 MWh.

#### 4 Ergebnisse

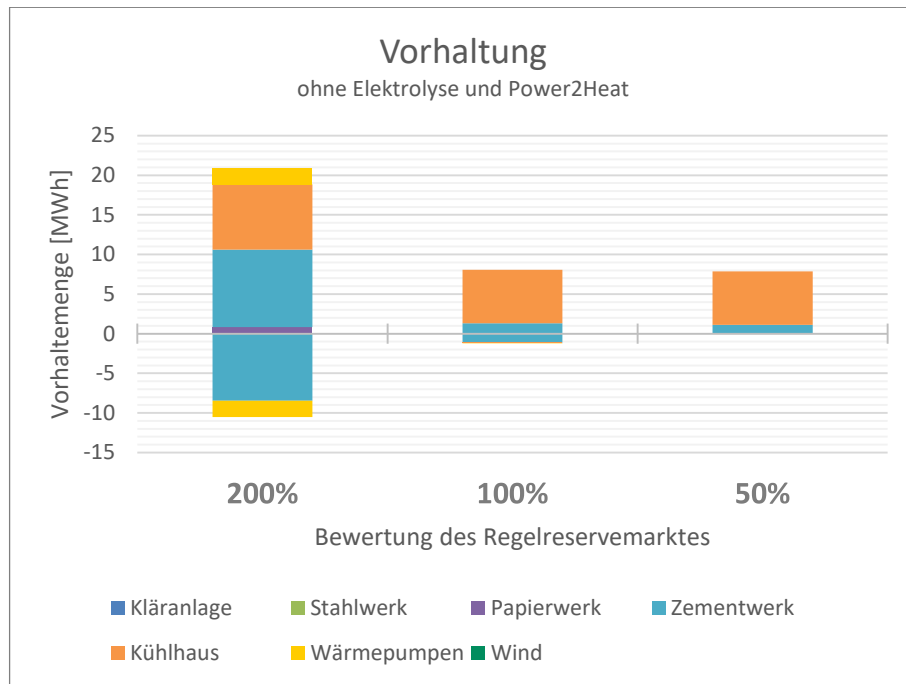


Abbildung 22: Vorhaltungsmengen der Teilnehmer (ausgenommen Elektrolyse und Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes

Durch die veränderte Bewertung ist laut Tabelle 4 kein Zuwachs zum Gesamtgewinn feststellbar und die Bewertungsstrategie des Referenzszenarios bringt demnach die höchsten Gewinne. Für die Bewertung wurden die Arbeitspreise als perfekte Voraussetzung angenommen. In der Praxis müsste man diesen eine Prognose zugrunde legen, wodurch eine Unschärfe auftritt. Die Beiträge der einzelnen Teilnehmer sind in Abbildung 23 zu sehen: Die positiven Anteile des Kühlhauses sinken bei Überbewertung, während jene des Zementwerks ansteigen. Die Wärmepumpen liefern im Referenzszenario den größten Beitrag, wohingegen das Papierwerk und das Stahlwerk in allen drei Bewertungsszenarien negativ wirtschaften.

Tabelle 4: Gesamtgewinn für verschiedene Bewertungen des Regelreservemarktes

Bewertung	Gesamtgewinn
50 %	60.035 €
100 %	60.196 €
200 %	60.149 €

#### 4.4 Variation des angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt

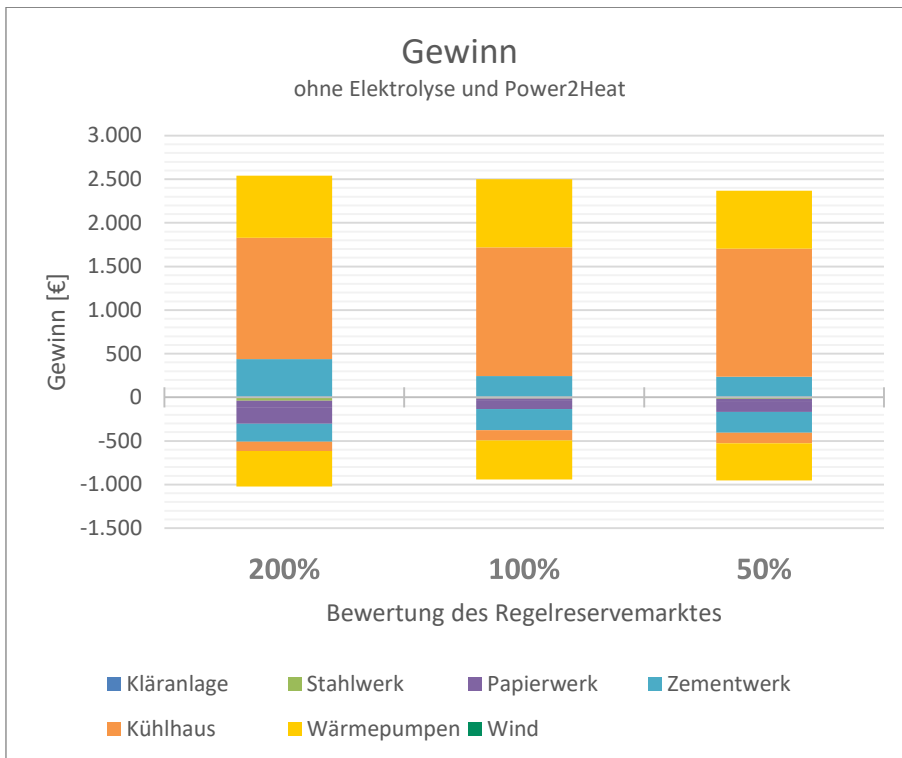


Abbildung 23: Gewinne der Teilnehmer (ausgenommen Elektrolyse und Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes

#### 4.4 Variation des angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt

In dieser Untersuchung soll die Bewertung gleich gehalten und der abgegebene Arbeitspreis am Regelreservemarkt erhöht und vermindert werden. Ausgehend vom Referenzszenario werden dem idealen Arbeitspreis 50 € aufgeschlagen bzw. abgezogen. Dies hat auf die vorgehaltenen Mengen keinen Einfluss, sondern wirkt sich nur in den abgerufenen Energiemengen aus. Abbildung 24 zeigt, dass bei einer Preiserhöhung die Abrufe und somit auch die Gewinne zurückgehen, wobei hauptsächlich die Elektrolyse und Power2Heat betroffen sind, da diese die größte Menge vorhalten und somit auch die meisten Regelenergieabrufe bestreiten. Bei einer Preisverminderung um 50 € steigen die Abrufe um ca. 130 MWh an, der Gewinn wächst jedoch nur um etwa 180 €. Das beste Verhältnis von Kosten zu Nutzen ist demnach bei dem im Referenzszenario gewählten Arbeitspreis gegeben. Da jedoch Power2Heat die meisten Regelenergieabrufe bewerkstelligt und dadurch Gas eingespart wird, könnte eine Verringerung der abgegebenen Arbeitspreise zur Reduktion von Umweltbelastungen

#### 4 Ergebnisse

führen und somit einen Mehrwert erbringen. Würden die CO<sub>2</sub>-Kosten eingepreist und deren Ersparnisse in den Gewinn eingerechnet, könnte dieser weiter steigen.

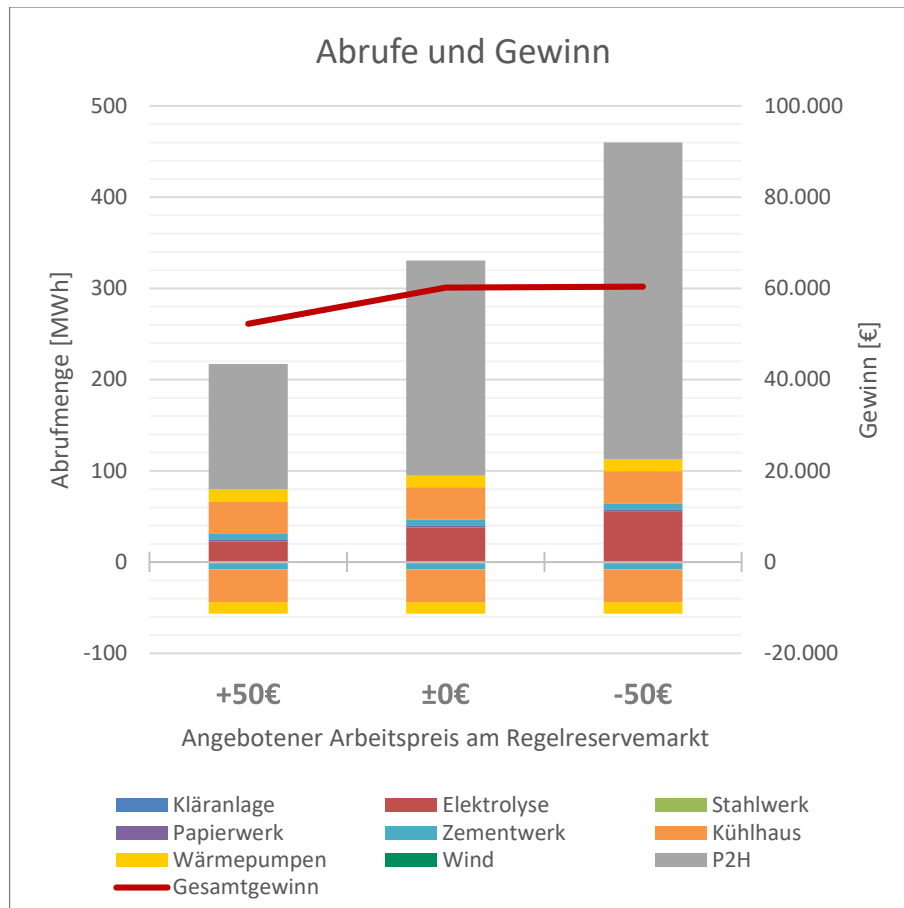


Abbildung 24: Abrufmengen der Teilnehmer in Abhängigkeit vom angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt

In Abbildung 25 sind die Abrufmengen den entsprechenden Märkten zugeordnet, woraus ersichtlich wird, dass sich die veränderten Arbeitspreise nur auf die Abrufmengen des Regelreservemarktes, nicht aber auf jene des Spotmarktes und des Teilnehmernaustausches auswirken.

## 4.5 Einflüsse verschiedener Parameter

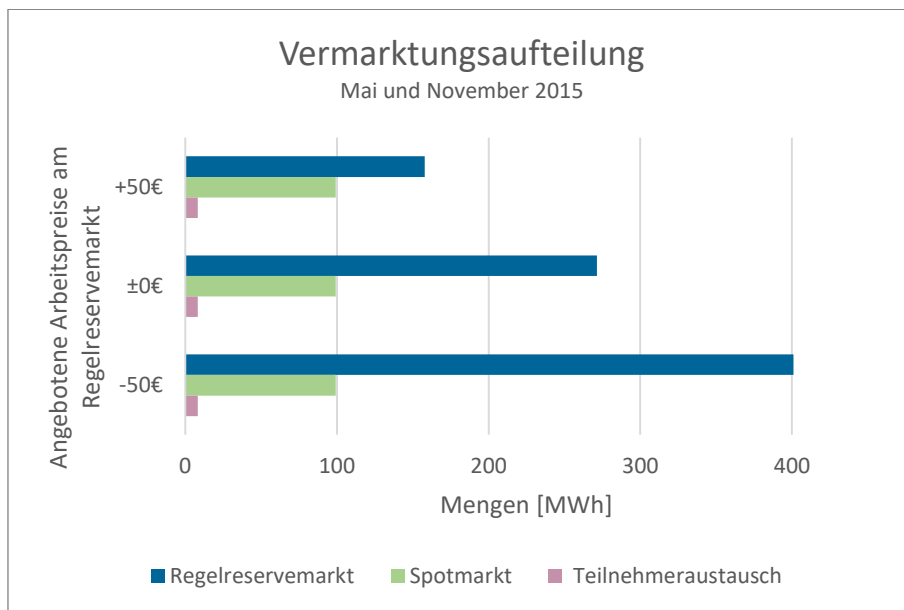


Abbildung 25: Aufteilung der Abrufmengen in Abhängigkeit vom angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt

### 4.5 Einflüsse verschiedener Parameter

Aufgrund der festgestellten unterschiedlichen Abrufmengen der Teilnehmer untersucht dieses Kapitel, welche Parameter der Teilnehmer sich wie auf die Abrufmengen auswirken. Dazu werden, um die Spitzenleistung der Teilnehmer auszufiltern, die Anzahl der Viertelstunden mit Abruf in Abhängigkeit von der maximal möglichen Abrufzeit und dem Preis betrachtet.

#### 4.5.1 Beschränkungen der Teilnehmer

Abbildung 26 zeigt die Abhängigkeit der Anzahl der Viertelstunden mit Abruf von der maximalen Abrufzeit je Regelrichtung. Dabei sind alle Teilnehmer, welche ein Netting ihrer Mengen sicherstellen müssen, mit einer schwarzen Umrandung gekennzeichnet. Es gilt dabei zu berücksichtigen, dass Elektrolyse und Power2Heat wenige Abrufe aufweisen, da sich ihre Verfügbarkeiten großteils in der Vorhaltung wiederfinden. Die mögliche Abrufzeit korreliert dabei nicht mit der Anzahl der Abrufe. So weist das Kühlhaus die meisten Abrufe und gemeinsam mit den Wärmepumpen und der Kläranlage die engsten Beschränkungen auf, während vor allem die Kläranlage keine Abrufe vorweisen kann. Das Stahlwerk kommt nur auf zwei Abrufe bei vier Stunden maximaler Abrufzeit. Das Zementwerk schafft bei gleicher maximaler Abrufzeit und zusätzlicher

## 4 Ergebnisse

Nettingrestriktion 59 Abrufe. Folglich müssen andere Parameter das Abrufverhalten maßgeblich bestimmen.

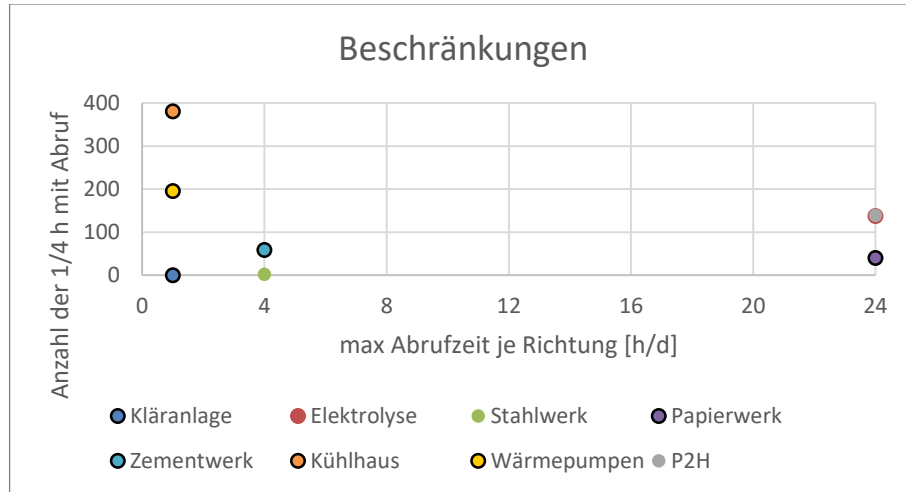


Abbildung 26: Anzahl der Abrufe in Abhängigkeit von der maximalen Abrufzeit der Teilnehmer

### 4.5.2 Preise und Kosten der Teilnehmer

Die Beeinflussung der Abrufanzahl durch das Preisniveau der Teilnehmer ist in Abbildung 27 dargestellt. Dabei lässt sich eine Korrelation feststellen: Mit Preisen, die näher bei null liegen, werden mehr Abrufe verzeichnet.

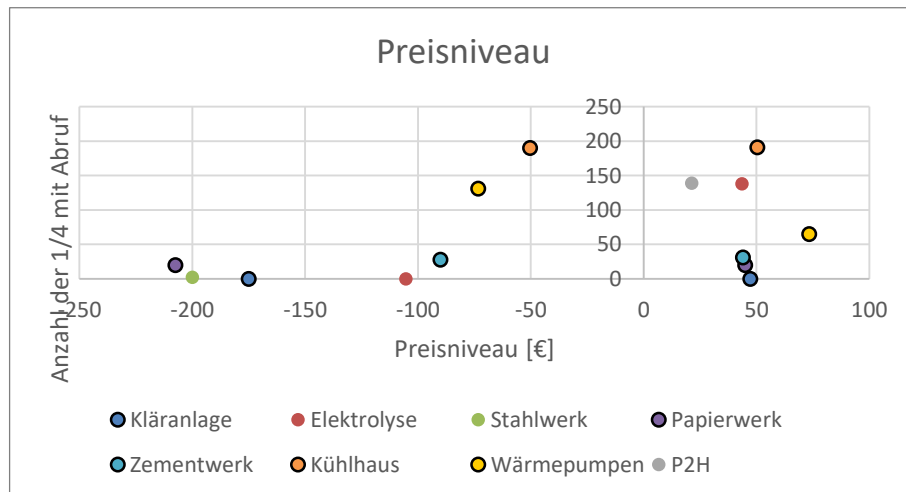


Abbildung 27: Anzahl der Abrufe in Abhängigkeit vom Preisniveau der Teilnehmer

#### 4.6 Einbindung eines Windparks

Mit der Integration des Windparks, welcher seine Prognosefehler dem Teilnehmernaustausch zuführt, können zusätzliche Gewinne erlöst werden. Die additional ausgetauschten Mengen sind in Abbildung 28 dargestellt. Vor allem das Papierwerk kann diese Mengen nutzen. Die Teilnehmer Zementwerk, Wärmepumpen, Power2Heat, Stahlwerk und Kühlhaus übernehmen ebenfalls jeweils einige MWh.

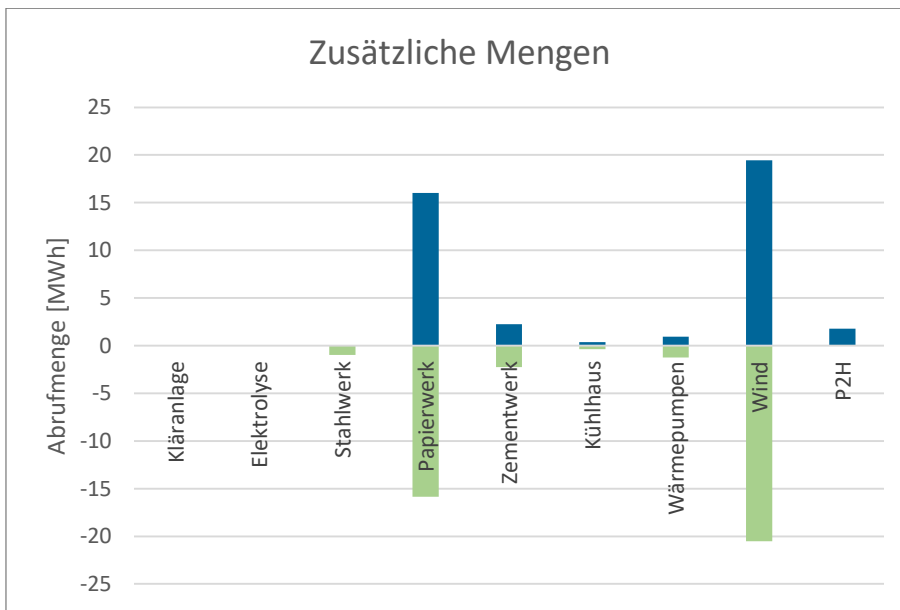


Abbildung 28: Zusätzliche Abrufmengen der Teilnehmer durch Einbindung eines Windparks

Der Gesamtgewinn steigt, wie aus Tabelle 5 ersichtlich, durch die Einbindung des Windparks um ca. 4.160 €.

Tabelle 5: Gesamtgewinn mit und ohne Integration eines Windparks

	Gesamtgewinn
ohne Wind	60.196 €
mit Wind	64.359 €

Es folgen analog zum Referenzszenario Untersuchungen, welche die Auswirkungen der Variation der Bewertungspreise und der abgegebenen Arbeitspreise analysiert. Außerdem sollen vermarktbare Flexibilitäten zurückgehalten und für den Teilnehmernaustausch aufgespart werden, um dadurch möglicherweise zusätzliche Gewinne zu erlösen.

## 4 Ergebnisse

### 4.6.1 Variation des Bewertungspreises des Regelreservemarktes

Abbildung 29 stellt die Ergebnisse für die Variation der Bewertungspreise mit und ohne Windpark dar, wobei erneut der Trend feststellbar ist, dass die Abrufmengen bei höherer Bewertung steigen und bei niedrigerer sinken. Die erzielten Gewinne reduzieren sich aber in beiden Fällen veränderter Bewertung. Mit Wind werden im Vergleich zum Fall ohne Wind mehr Mengen abgerufen, wodurch die Gewinne höher ausfallen.

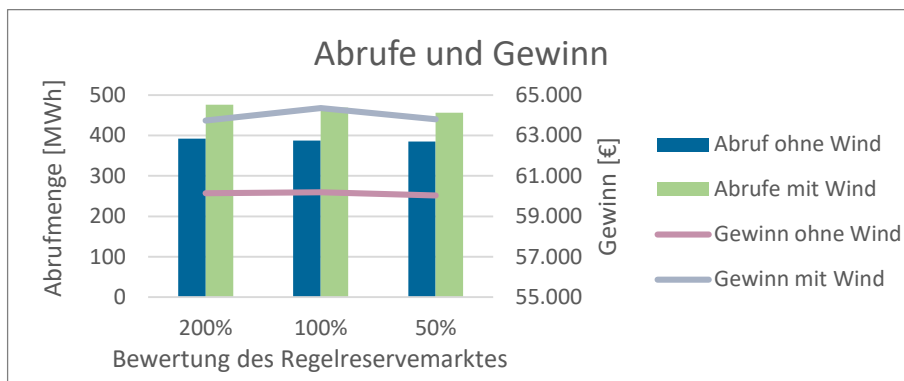


Abbildung 29: Abrufmengen und Gewinn für unterschiedliche Bewertungen des Regelreservemarktes mit und ohne Einbindung eines Windparks

### 4.6.2 Variation des angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt

Auch bei Variation der Angebotspreise am Regelreservemarkt ist, wie in Abbildung 30 ersichtlich, ein ähnliches Verhalten wie ohne Windpark zu erkennen. Durch geringere Arbeitspreise können die Gewinne um wenige 100 € erhöht werden, während bei höheren angebotenen Preisen die Gewinne um ca. 8.200 € abfallen.

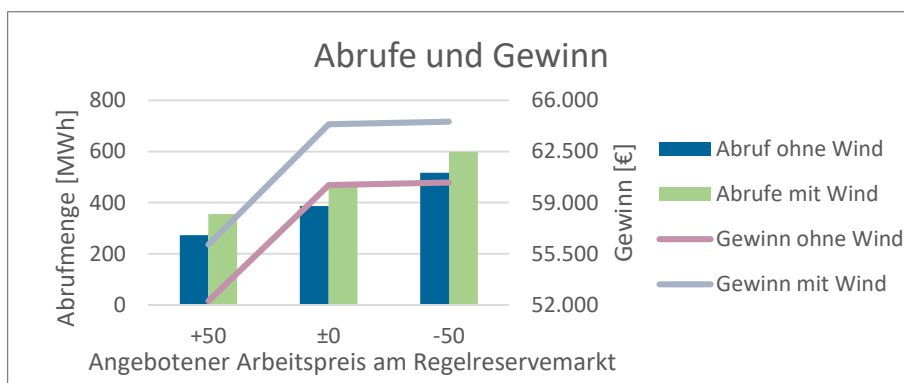


Abbildung 30: Abrufmengen und Gewinn für unterschiedliche angebotene Arbeitspreise am Regelreservemarkt mit und ohne Einbindung eines Windparks



### 4.6.3 Beschränkung der Mengen am Regelreserve- und Spotmarkt

Die Beschränkung aller Teilnehmer am Regelreserve- und Spotmarkt in gleichem Ausmaß bedingt, wie in Abbildung 31 erkennbar, dass mehr Mengen für den Teilnehmeraustausch zur Verfügung stehen. Dies hat mit zunehmender Beschränkung eine Abnahme der Abrufmengen am Regelreservemarkt sowie am Spotmarkt zur Folge. Analog dazu verringern sich auch die vorgehaltenen Mengen. Durch die Mengenbeschränkung auf den Märkten stehen mehr Mengen der Teilnehmer zur Verfügung, um mit den erst kurzfristig bekannten Mengen des Windparks ausgetauscht zu werden. Zum Zeitpunkt der Vermarktungen am Regelreserve- bzw. Spotmarkt ist mit diesen Mengen nicht zu rechnen, weshalb das Modell von sich aus keine Mengen für einen eventuell lukrativen Austausch mit dem Windpark zurückhält. Der starke Gewinnzuwachs ist durch die hohen Ausgleichsenergiepreise zu erklären, welche den Austausch mit dem Windpark attraktiv erscheinen lassen. Hier sei angemerkt, dass die Ausgleichsenergiepreise, welche negativ und positiv sein können, als perfekte Voraussicht hinterlegt sind und in Realität erst nach einem sogenannten Clearing feststehen. Demnach ist, anders als im Modell, nicht sicher, ob sich ein Austausch rentiert oder sogar Verluste einbringt, wodurch die hier gezeigten Gewinne nicht erzielbar sind.

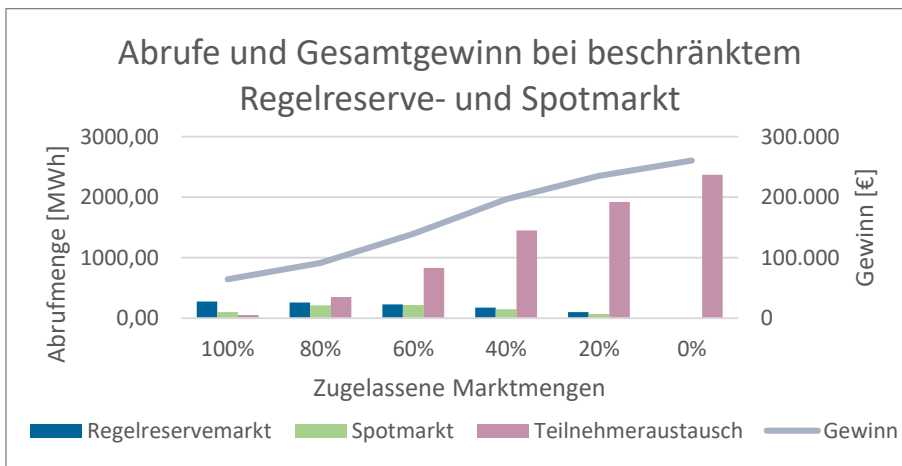


Abbildung 31: Gesamtgewinn und Abrufmengen des Regelreserve- und Spotmarktes sowie des Teilnehmeraustausches bei zunehmender Marktbeschränkung

## 4 Ergebnisse

### 4.7 Einfluss des Mengennettings

Abbildung 32 betrachtet die Auswirkungen der Nettingrestriktion näher. Ohne Nettingrestriktion werden weniger negative und mehr positive Mengen abgerufen. Man erkennt vor allem, dass das Papierwerk ohne Nettingrestriktion mehr Mengen absetzen kann. Auch das Zementwerk und die Elektrolyse gewinnen positive Mengen dazu. Die Mengen des Kühlhauses und der Wärmepumpen verringern sich im Gegenzug. Mit Wind werden unabhängig von der Nettingrestriktion etwa die gleichen negativen Mengen abgerufen. Lediglich die Zusammensetzung der Teilnehmer verändert sich, sodass das Papierwerk Mengen des Kühlhauses und der Wärmepumpen übernimmt. Die positiven Mengen erhöhen sich bei allen Teilnehmern bis auf das Kühlhaus und die Wärmepumpen.

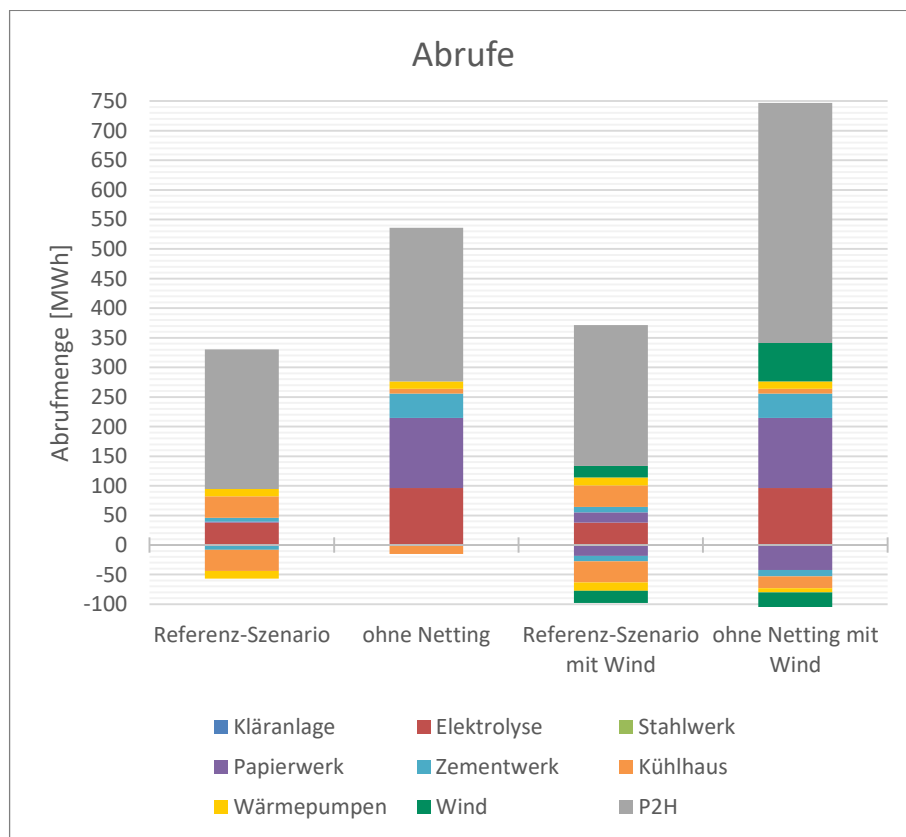


Abbildung 32: Abrufmengen der Teilnehmer unter dem Einfluss der Nettingrestriktion

Die Vorhaltungen sind in Abbildung 33 zu sehen. Durch den Wegfall der Nettingrestriktion halten auch das Papierwerk und das Zementwerk sowie in kleinen Mengen die Wärmepumpen und das Kühlhaus Mengen für Regelreserveabrufe vor. Die Einbindung

## 4.7 Einfluss des Mengennettings

des Windparks ändert an den Vorhaltungen nichts, da diese zu einem Zeitpunkt vermarktet werden, an dem die Windprognosefehler noch nicht bekannt sind.

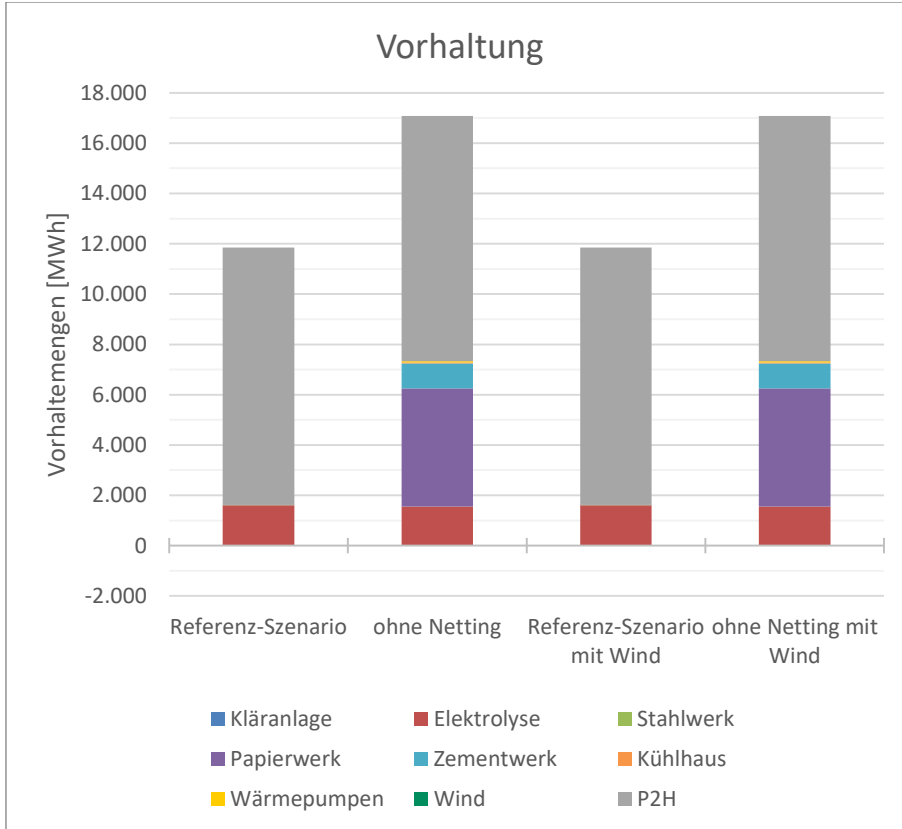


Abbildung 33: Vorhaltungsmengen der Teilnehmer unter dem Einfluss der Nettingrestriktion

Abbildung 34 zeigt die Entwicklung des Gewinns für die Szenarien mit und ohne Wind sowie für mit und ohne Nettingrestriktion. Die Nettingrestriktion verhindert ca. 22.600 € Gewinn, bei integriertem Windpark ca. 38.700 €.

## 4 Ergebnisse

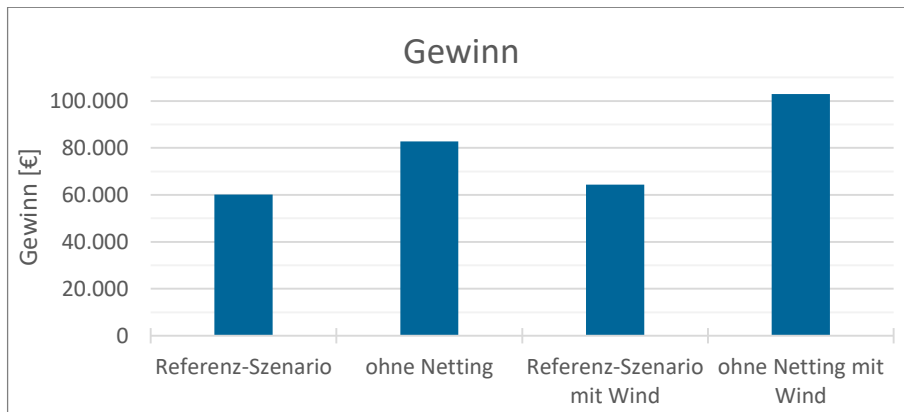


Abbildung 34: Gewinn unter dem Einfluss der Nettingrestriktion

Die Betrachtung der Vermarktungsaufteilung in Abbildung 35 lässt den Schluss zu, dass ohne Wind der Teilnehmeraustausch hauptsächlich aufgrund der Nettingrestriktion zur Anwendung kommt. Bei Wegfall der Nettingrestriktion werden mehr Mengen vom Regelreservemarkt abgerufen, da wie in Abbildung 33 zu sehen ist, mehr Mengen vorgehalten werden. Am Spotmarkt steigt die gehandelte Menge von ca. 100 MWh auf ca. 195 MWh. Mit Wind werden die gleichen Mengen vorgehalten und somit auch abgerufen, wie ohne Windpark. Auch die am Spotmarkt vermarkteten Mengen ändern sich nicht, da zum Vermarktungszeitpunkt des Regelreserve- und des Spotmarkts die Windprognosefehler noch nicht bekannt sind. Der Teilnehmeraustausch kann hingegen aufgrund des Prognosefehlers ca. 50 MWh handeln. Ohne Nettingrestriktion steigt diese Menge auf rund 210 MWh.

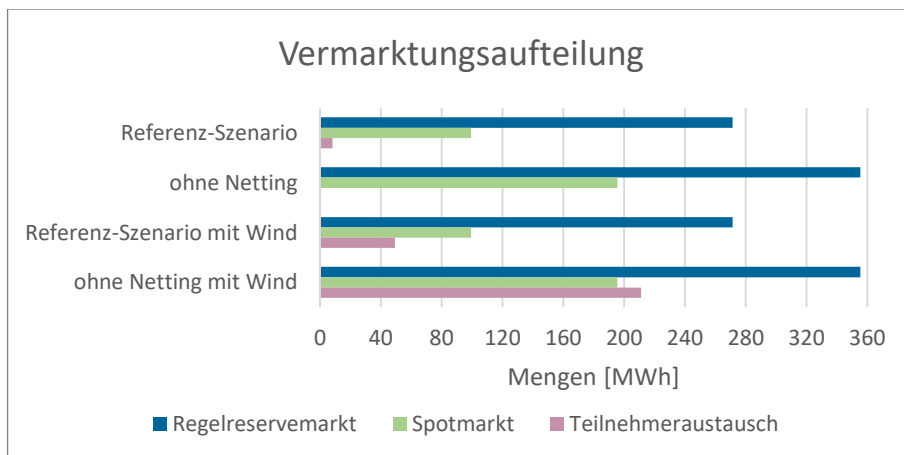


Abbildung 35: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte unter dem Einfluss der Nettingrestriktion

### 4.8 Einfluss des Austausches zwischen Teilnehmern

Dieser Abschnitt untersucht die Auswirkungen des Teilnehmeraustausches. Dabei dient dieser großteils dazu, den Restriktionen der einzelnen Teilnehmer gerecht zu werden. Vor allem durch die Nettingrestriktion kommt es zu negativen Auswirkungen auf den Gewinn. Darum verzichtet die vorliegende Analyse auf diese Restriktion. Es werden laut Abbildung 36 ohne kurzfristige Mengen des Windparks keine Mengen zwischen den Teilnehmern ausgetauscht, da, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, eine Interaktion mit dem Spotmarkt meist günstiger ist. Für kurzfristige Verfügbarkeiten, wie hier durch den Windprognosefehler realisiert, stellt der Teilnehmeraustausch eine attraktive Möglichkeit für Zusatzerlöse dar, die im beschriebenen Szenario ca. 20.300 € betragen. Eine weitere Option für Erlöse für kurzfristige Verfügbarkeiten bietet der Intradaymarkt.

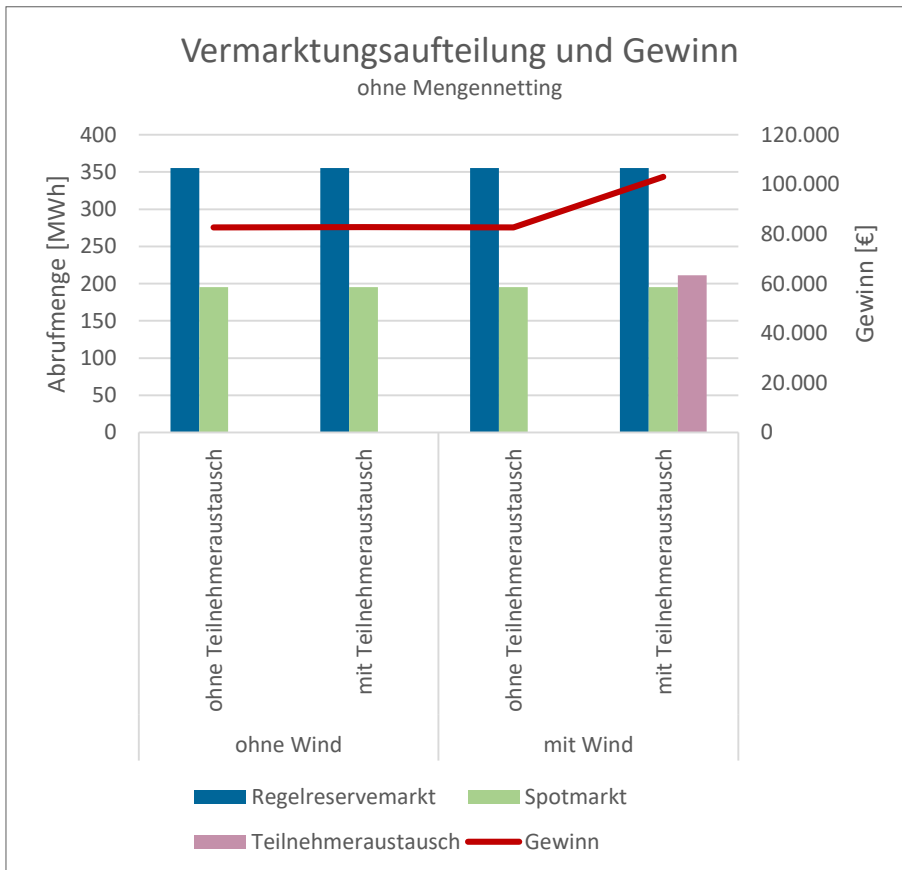


Abbildung 36: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte mit und ohne Teilnehmeraustausch unter Vernachlässigung sämtlicher Nettingrestriktionen

## 5 Gegenüberstellung und Synthese der Ergebnisse

Betrachtet man sämtliche in Kapitel 4 dargestellten Ergebnisse, lässt sich feststellen, dass die Grenzkosten der Lastverlagerung durch die betrachteten Technologien und die damit einhergehende Preissetzung hohe Sensitivität bezüglich des Abrufverhaltens der verschiedenen Lasten aufweisen. Da vor allem die Lastreduktionen hohe Grenzkosten besitzen, entnehmen die Lasten vermehrt Energie aus dem Netz, indem sie ihren Strombezug steigern. Weiters werden manche Lasten abgerufen, obwohl dies zu negativen Teilgewinnen dieses Teilnehmers führt, dem Aggregator jedoch einen höheren Gesamtgewinn erlaubt, was den Vorteil der Aggregation unterstreicht. Bei der Abrechnung der erbrachten und vorgehaltenen Mengen der einzelnen Teilnehmer ist dies zu berücksichtigen. Der Großteil der Abrufe erfolgt durch die Vermarktung am Regelreservemarkt, wobei die gewählte Strategie zur Bewertung und Angebotsabgabe als geeignet für die betrachtete Teilnehmerzusammensetzung erachtet wird, da ein Abweichen davon Verluste oder keinen merklichen Zusatzerlös einbringt. Zu beachten ist, dass die genannten Gewinne unter perfekter Voraussicht entstanden sind und sich bei einer Prognose der Preise geringere Profite ergeben. Zudem verdeutlichen die Ergebnisse, dass für langfristig bekannte Verfügbarkeiten der Spotmarkt gegenüber dem Teilnehmernaustausch klar im Vorteil ist. Für kurzfristige Verfügbarkeiten stellt hingegen der Teilnehmernaustausch eine gute Vermarktungsmöglichkeit dar.

Abbildung 37 fasst die wichtigsten Unterschiede der Teilnehmer hinsichtlich der maximalen Abrufzeit, des Preisniveaus und der potenziellen Leistung (Kreisfläche) zusammen. Die Kläranlage weist eine sehr geringe potenzielle Leistung auf, hat erhebliche Einschränkungen und zusätzlich hohe Grenzkosten. Dies führt dazu, dass Klärwerke für *Demand Response* wenig attraktiv sind. Das Zementwerk, die Wärmepumpen und das Kühlhaus besitzen ähnliche Eigenschaften, wobei das Kühlhaus durch etwas geringere Grenzkosten bei Leistungsreduktion profitieren kann. Das Stahlwerk gleicht den genannten Teilnehmern in Bezug auf die zeitliche Restriktion, hat jedoch eine größere Leistung bei höheren Grenzkosten. Letztere führen u. a. dazu, dass das Stahlwerk nur wenig zu den Poolabrufen beitragen kann. Ähnliches gilt für das Papierwerk, welches hohe zeitliche Verfügbarkeiten, zugleich aber auch hohe Grenzkosten aufweist. Die Elektrolyse und Power2Heat lassen sich ebenfalls durch sehr hohe Verfügbarkeiten und zusätzlich noch größere Leistungen sowie günstigere Grenzkosten charakterisieren. Damit tragen sie die meisten Abrufe des Pools, wobei speziell die Power2Heat-Anlage eine sehr dominante Stellung einnimmt. Eine Reduktion der Leistung der Anlage hätte keine Änderung der Abrufe der anderen Teilnehmer zur Folge, da Power2Heat

die Marktvolumina nicht ausschöpft und somit den anderen Teilnehmern keine Marktmengen strittig macht. Einzig durch die Produktgrößen und -dauern am Regelreservemarkt ist es vorstellbar, dass einige Teilnehmer die Unterstützung der Power2Heat-Anlage benötigen, um auf diesem Markt anbieten zu können, sofern die Preise für diese Teilnehmer attraktiv sind. Gänzlich ohne Power2Heat würde Regelreserve folglich nur noch in sehr geringem Ausmaß vorgehalten. Eine Verkürzung der Produktzeitscheiben würde in diesem Fall der Vermarktung der restlichen Teilnehmer zugutekommen.

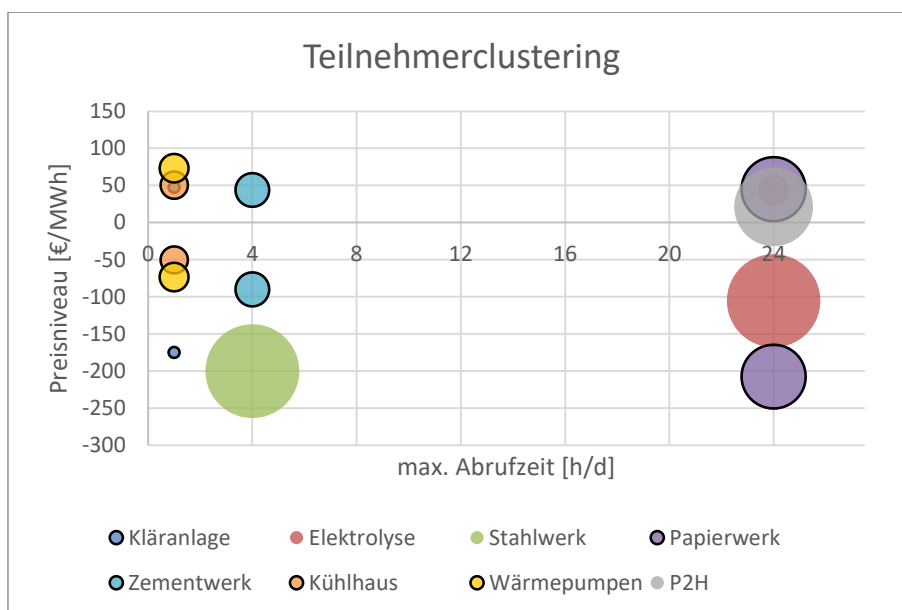


Abbildung 37: Clustering der Teilnehmer nach maximaler Abrufzeit [h/d] (Abszisse), Preisniveau [€/MWh] (Ordinate) und Potenzial [MW] (Kreisfläche) - Netting ist durch eine Kreisumrahmung angedeutet

In Abbildung 38 sind die Energieflüsse zwischen den einzelnen Teilnehmern und Märkten aus dem Referenzszenario veranschaulicht, wobei die Dicke der Pfeile die Größenordnung der jeweils ausgetauschten Mengen repräsentiert. Nicht dargestellt sind die vorgehaltenen Mengen für den Regelreservemarkt. Mit dem Spotmarkt handeln die Elektrolyse, das Zementwerk, das Kühlhaus die Wärmepumpen sowie die Power2Heat-Anlage. Neben der Kläranlage, welche keinen Austausch verzeichnen kann, ist hier feststellbar, dass das Stahlwerk und das Papierwerk nicht mit dem Spotmarkt handeln. An den Regelenergieabrufen haben nur die Elektrolyse und die Power2Heat-Anlage Anteil. Zwischen dem Papierwerk, dem Zementwerk, dem Kühlhaus und den Wärmepumpen erfolgt, wenn auch nur in geringen Mengen, ein Austausch, bei dem beinahe jeder Teilnehmer mit jedem der anderen in einem Bezugs-

## 5 Gegenüberstellung und Synthese der Ergebnisse

und Lieferantenverhältnis steht. In dieser Abbildung wird ebenfalls ersichtlich, dass die auf den Märkten gehandelten Mengen jene des Teilnehmeraustausches übersteigen.

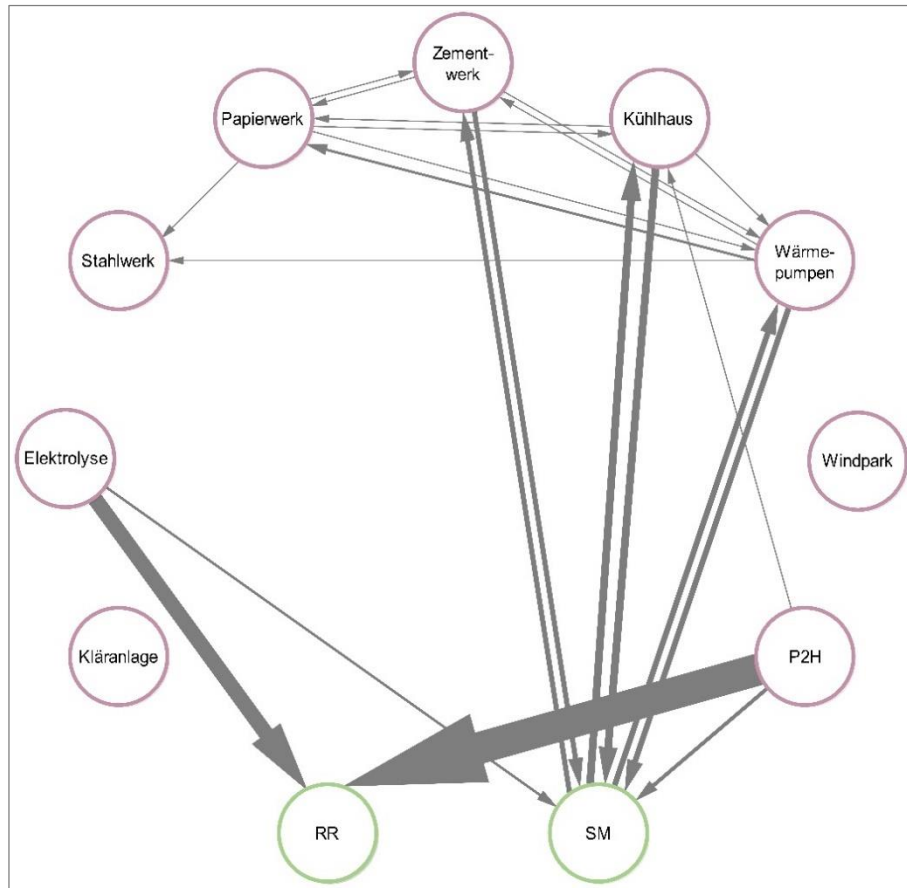


Abbildung 38: Austauschmengen zwischen den einzelnen Teilnehmern und Märkten im Referenzszenario



## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das für diese Arbeit erstellte Modell eignet sich für die Bestimmung erzielbarer Gewinne eines Aggregators von flexiblen elektrischen Lasten auf den österreichischen Strommärkten.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Grenzkosten für Lastverlagerung den größten Hinderungsgrund für viele Abrufe darstellen, weshalb für einen Pool Lasten mit geringen Grenzkosten, wie z. B. Power2Heat, Elektrolyse, Kühlhäuser, Wärmepumpen und Zementwerke, zu präferieren sind. Generell fallen allerdings die Gewinne zu klein aus, um Anreize für Unternehmen zu bieten, in großem Stil an Lastverlagerung teilzunehmen.

Eine individuelle Einschätzung der Grenzkosten für jede Last unter Berücksichtigung der Nebenkosten und -profite durch Netzgebühren, Einsparungen und zusätzlich produzierte Produkte wird ausdrücklich empfohlen. Die sich daraus ergebenden Grenzkosten, welche über oder unter den in dieser Arbeit angenommenen liegen, wirken sich direkt auf die Profitabilität aus.

Da viele Industrieunternehmen zusätzlich zu ihren Lasten am Firmenstandort auch Erzeugungsanlagen, wie Gasturbinen, Dampfkraftwerke oder Kleinwasserkraftwerke besitzen, könnten diese ebenfalls in den Pool eingegliedert werden und somit vor allem jenen Unternehmen, welche mit ihren Lasten relativ wenige Abrufe generieren, zur Rentabilität verhelfen.

Die technische Anbindung der einzelnen Lasten an den Aggregator verursacht ebenfalls nicht zu unterschätzende Kosten, weshalb große Einheiten, welche wenig zusätzliche Leittechnik erfordern, klar gegenüber kleinteiligen, wie Wärmepumpen, bei denen jede Anlage eine eigene Anbindung benötigt, im Vorteil sind. Hier ist eine Weiterentwicklung von Stromzählern (Smart Meter) anzustreben bzw. könnte die Leittechnik bereits bei Auslieferung in der Anlage integriert sein, sodass nicht jede einzelne Anlage mittels eigener Leittechnik angebunden werden muss.

Vonseiten der Märkte fördern kürzere Regelreserveprodukte die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Lasten, weshalb entsprechende Änderungen empfohlen werden. Da die von Lasten zur Verfügung gestellten Energiemengen von externen Einflüssen abhängen, ist auch die Möglichkeit von kurzfristigeren Auktionen anzudenken.

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das vorliegende Modell bietet mit entsprechender Konfigurierung Möglichkeiten für weitere Untersuchungen verschiedener Fragestellungen. So könnte es mit zusätzlichen Funktionen erweitert werden, welche die Potenziale der Lasten basierend auf gemessenen Lastverläufen und anderen Einflussparametern, wie z. B. der Außentemperatur oder der Auftragslage, errechnen. Hierzu ist aufgrund der wenigen publizierten Daten eine Kooperation mit Industriebetrieben anzustreben. Zusätzlich würde die Implementation eines strategischen Verhaltens der einzelnen Kunden des Aggregators eine interessante Untersuchung darstellen. Dabei könnten die Kunden aufgrund ihrer Abruf- und Gewinnstatistik einen Lerneffekt erzielen und die Preise und Mengen individuell anpassen. Eine zusätzliche Option der Erweiterung wäre neben der Einarbeitung von Prognoseungenauigkeiten der Preise des Regelreserve- und Spotmarktes zur Eliminierung der Auswirkungen der perfekten Voraussicht die Abgabe von mehreren Geboten mit unterschiedlichen Preisen am Regelreservemarkt. Außerdem könnte eine weiterführende Analyse die ideale Auswahl und Zusammensetzung von Kunden klären, um den Gewinn des Aggregators weiter zu steigern und saisonale Schwankungen auszugleichen.



## Literatur

- [1] J. Lofberg, „YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB,“ *2004 IEEE International Symposium on Computer Aided Control Systems Design*, pp. 284-289, 2-4 Sept. 2004.
- [2] T. Woolf, E. Malone, L. Schwartz und J. Shenot, „A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand Response,“ Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, 2013.
- [3] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos und A. Ramos, „Demand Response in an Isolated System with high Wind Integration,“ *IEEE*, 2012.
- [4] K. Dietrich, „Demand Response in Electric Systems: Its contribution to regulation reserves and its role in aggregating distributed energy resources,“ Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 2014.
- [5] R. Walawalkar, S. Blumsack, J. Apt und S. Fernands, „An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market,“ Elsevier, 2008.
- [6] L. R. Hu, R. Skorupski, R. Enriken und Y. Ye, „A Mathematical Formulation of Optimal Load Shifting of Electricity Demand,“ *IEEE*, 2015.
- [7] S. Moser, C. Elbe, E. Schmutzner, F. Frank und G. Muggenhumer, „LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in Haushalten,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2015.
- [8] C. Amann, „LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2015.
- [9] A. Kollmann, M. Schmidthaler, C. Elbe, E. Schmutzner, A. Kraussler, H. Steinmüller, F. Frank und L. Rebhandl, „Loadshift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in der Industrie,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2015.

- [10] M. Reinhofer-Gubisch, J. Pucker, B. Frantes und R. Reznia, „LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2015.
- [11] M. Klobasa, G. Angerer, A. Lüllmann, J. Schleich, T. Buber, A. Gruber, M. Hünecke und S. von Roon, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,“ Agora Energiewende, Berlin, 2013.
- [12] H. C. Gils, „Abschätzung des möglichen Lastmanagementes in Europa,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2013.
- [13] Austrian Power Grid AG, „Netzregelung,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>. [Zugriff am 27. 9. 2016].
- [14] A1 Telekom Austria AG, „A1 Energy Pool,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.a1energypool.at/der-pool/>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [15] Clean Energy Sourcing GmbH, „Virtuelles Kraftwerk,“ [Online]. Available: <http://www.clens.eu/at/stromvermarktung/virtuelles-kraftwerk/>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [16] Energy2market GmbH, „Unser Erfolg ist auch Ihr Erfolg,“ [Online]. Available: <http://www.energy2market.de/e2m.html>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [17] GEN-I Vienna GmbH, „Innovative Produkte,“ [Online]. Available: <http://www.gen-i.at/grossunternehmen-und-industrie/angebot/#innovative-produkte>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [18] Next Kraftwerke AT GmbH, „Virtuelles Kraftwerk Next Pool,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.at/virtuelles-kraftwerk-next-pool>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [19] Verbund AG, „VERBUND Power-Pool. Energie gewinnbringend einsetzen,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.verbund.com/de-at/geschaeftskunden/industrie/energiesdienstleistungen/power-pool>. [Zugriff am 18. 10. 2016].
- [20] Austrian Power Grid AG, „Tertiärregelung,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung>. [Zugriff am 27. 09. 2016].

- [21] Austrian Power Grid AG, „Sekundärregelung,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung>. [Zugriff am 27. 9. 2016].
- [22] Austrian Power Grid AG, „Ausschreibungen der Tertiärregelreserve in der Regelzone APG,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>. [Zugriff am 27. 9. 2016].
- [23] Ö. Azadegan, „Konsultation TRR,“ 1 6 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>. [Zugriff am 3. 7. 2016].
- [24] Austrian Power Grid AG, „Ausschreibungsergebnisse,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/emwebapgrem/AuctionResults.do>. [Zugriff am 31. 5. 2016].
- [25] Austrian Power Grid AG, „Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG - Balancing Statistics 2015,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>. [Zugriff am 23. 5. 2016].
- [26] Energy Exchange Austria | Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, „Historische Daten,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>. [Zugriff am 23. 5. 2016].
- [27] Energy Exchange Austria | Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, „Organisierter Marktplatz,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 4. 7. 2016].
- [28] T. Karner, Synthetische Haushaltslastprofile, Wien: TU Wien, 2014.
- [29] Austrian Power Clearing and Settlement AG, „Synthetische Lastprofile,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>. [Zugriff am 2. 10. 2016].
- [30] E-Control, „Entwicklung der Industriepreise,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/gewerbepreise>. [Zugriff am 3. 10. 2016].
- [31] U. Fischli, L. Bertozzi, M. Marthy und A. Tuffli, „Materialien zu RAVEL. Elektrizitätsbedarf der Zementindustrie,“ Bern, 1992.
- [32] F. Vuille, F. Lehner und D. Hart, „Energieeffizienz von elektrischen Motoren im Kontext von Demand Side Management,“ Bundesamt für Energie, Bern, 2013.

- [33] Selectra Österreich GmbH, „Tarife für Wärmepumpenstrom in Österreich,“ 2015. [Online]. Available: <http://stromliste.at/strompreis/tarifarten/unterbrechbar/waermepumpe>. [Zugriff am 10. 05. 2015].
- [34] Austrian Power Grid AG, „Erzeugungsprognose,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/erzeugungsprognose>. [Zugriff am 17. 6. 2016].
- [35] Austrian Power Grid AG, „Erzeugung nach Typ,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ>. [Zugriff am 17. 6. 2016].
- [36] Austrian Power Clearing and Settlement AG, „2015. Statistiken der Regelzone APG,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.apcs.at/de/regelenergie/statistiken/2015>. [Zugriff am 6. 5. 2016].
- [37] C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vermarktungsübersicht des Regelreserve- und Spotmarkts.....	8
Abbildung 2: Modellaufbau .....	9
Abbildung 3: Modellablauf .....	10
Abbildung 4: Preisbildung bei Teilnehmernaustausch .....	14
Abbildung 5: Mengennetting Teilnehmernaustausch Fall 1.....	22
Abbildung 6: Mengennetting Teilnehmernaustausch Fall 2.....	23
Abbildung 7: Mengennetting Teilnehmernaustausch Fall 3.....	23
Abbildung 8: Mengennetting Teilnehmernaustausch Fall 4.....	23
Abbildung 9: Skaliertes Standardlastprofil für Kläranlagen [29] .....	29
Abbildung 10: Typischer Lastverlauf einer Kläranlage für einen Monat [10].....	29
Abbildung 11: Last- und Temperaturverlauf eines Tiefkühlagers [16] .....	33
Abbildung 12: Abrufe der Teilnehmer im Referenzszenario .....	37
Abbildung 13: Ausschnitt der Abrufe der Teilnehmer im Referenzszenario .....	38
Abbildung 14: Vorhaltung der Teilnehmer im Referenzszenario .....	39
Abbildung 15: Ausschnitt der Vorhaltungen der Teilnehmer im Referenzszenario ....	39
Abbildung 16: Gewinn der Teilnehmer im Referenzszenario .....	40
Abbildung 17: Ausschnitt der Gewinne der Teilnehmer im Referenzszenario.....	41
Abbildung 18: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte im Referenzszenario.....	42
Abbildung 19: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte bei unterschiedlichen Beschränkungen der Mengen am Regelreservemarkt der Teilnehmer mit Nettingrestriktion .....	43
Abbildung 20: Gewinn, Abruf- und Vorhaltungsmengen bei unterschiedlichen Beschränkungen der Mengen am Regelreservemarkt von Teilnehmern mit Nettingrestriktion .....	44
Abbildung 21: Abrufmengen der Teilnehmer (ausgenommen Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes.....	45
Abbildung 22: Vorhaltungsmengen der Teilnehmer (ausgenommen Elektrolyse und Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes.....	46
Abbildung 23: Gewinne der Teilnehmer (ausgenommen Elektrolyse und Power2Heat) in Abhängigkeit von der Bewertung des Regelreservemarktes .....	47
Abbildung 24: Abrufmengen der Teilnehmer in Abhängigkeit vom angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt .....	48
Abbildung 25: Aufteilung der Abrufmengen in Abhängigkeit vom angebotenen Arbeitspreises am Regelreservemarkt .....	49



Abbildung 26: Anzahl der Abrufe in Abhängigkeit von der maximalen Abrufzeit der Teilnehmer.....	50
Abbildung 27: Anzahl der Abrufe in Abhängigkeit vom Preisniveaus der Teilnehmer	50
Abbildung 28: Zusätzliche Abrufmengen der Teilnehmer durch Einbindung eines Windparks.....	51
Abbildung 29: Abrufmengen und Gewinn für unterschiedliche Bewertungen des Regelreservemarktes mit und ohne Einbindung eines Windparks .....	52
Abbildung 30: Abrufmengen und Gewinn für unterschiedliche angebotene Arbeitspreise am Regelreservemarkt mit und ohne Einbindung eines Windparks.....	52
Abbildung 31: Gesamtgewinn und Abrufmengen des Regelreserve- und Spotmarktes sowie des Teilnehmernaustausches bei zunehmender Marktbeschränkung.....	53
Abbildung 32: Abrufmengen der Teilnehmer unter dem Einfluss der Nettingrestriktion .....	54
Abbildung 33: Vorhaltungsmengen der Teilnehmer unter dem Einfluss der Nettingrestriktion .....	55
Abbildung 34: Gewinn unter dem Einfluss der Nettingrestriktion .....	56
Abbildung 35: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte unter dem Einfluss der Nettingrestriktion .....	56
Abbildung 36: Aufteilung der Abrufmengen auf die Märkte mit und ohne Teilnehmernaustausch unter Vernachlässigung sämtlicher Nettingrestriktionen .....	57
Abbildung 37: Clustering der Teilnehmer nach maximaler Abrufzeit [h/d] (Abszisse), Preisniveau [€/MWh] (Ordinate) und Potenzial [MW] (Kreisfläche) - Netting ist durch eine Kreisumrahmung angedeutet.....	59
Abbildung 38: Austauschmengen zwischen den einzelnen Teilnehmern und Märkten im Referenzszenario .....	60

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Variablen.....	12
Tabelle 2: Gegenüberstellung der Teilnehmer.....	35
Tabelle 3: Abrufe, Vorhaltung und Gewinn des Referenzszenarios.....	37
Tabelle 4: Gesamtgewinn für verschiedene Bewertungen des Regelreservemarktes	46
Tabelle 5: Gesamtgewinn mit und ohne Integration eines Windparks .....	51

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In– noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 7.11.2016

Jakob Fölser