



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 29.11.2013

WARMup

Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ewz, CH-8050 Zürich
EnAlpin, CH-3930 Visp
Stiftung «The Ark», CH-1950 Sion

Auftragnehmer:

Misurio AG
Bahnhofplatz 1a
CH-3930 Visp
www.misurio.ch

Autoren:

Samuel Pfaffen, Misurio AG, samuel.pfaffen@misurio.ch
Dr. Karl Werlen, Misurio AG, karl.werlen@misurio.ch

Begleitgruppe:

Dr. Michael Moser, BFE
Dr. Lukas Küng, EWZ
Mevina Feuerstein, EWZ
Diego Pfammatter, EnAlpin
Dr. Stephan Koch, ETHZ
Prof. Dominique Gabioud, HES-SO
Prof. Michel Bonvin, HES-SO
Matthias Sulzer, Elimes AG / Dozent HSLU
Paul-André Vogel, Cimark/The Ark
Heiner Tschopp, IBM

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser
BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser
BFE-Vertragsnummer: SI/500710-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Projektes geht es um die ökonomische Bewertung der Flexibilität von thermischen Speichern. Warmwasserspeicher sind bereits heute in einer grossen Anzahl vorhanden und bieten ein interessantes Potenzial für Lastmanagement-Konzepte. Zudem kann die thermische Trägheit von Gebäuden als Speicher genutzt werden, um das Betriebsregime der Wärmeerzeugung dynamisch gegen den Markt zu optimieren. In diesem Projekt wird die technische Umsetzbarkeit einer gegen den Markt optimierten Betriebsweise der Wärmeerzeugung vorausgesetzt und der Fokus auf die Quantifizierung des Wertes dieser Flexibilität gelegt. Zur technischen Umsetzbarkeit solcher Konzepte gibt es bereits viele durchgeführte Studien.

Das vorhandene Wertschöpfungspotenzial aufgrund einer optimalen Bewirtschaftung der thermischen Speicher wird dadurch bestimmt, in dem die Flexibilität auf allen gängigen Märkten (SDL, EPEX) durch optimale Handelsgeschäfte verwertet wird. Für diesen Zweck wurde im Rahmen dieses Projektes ein Simulator erstellt. Der Simulator besteht aus einer Kaskade von Optimierungen, in welcher die optimalen Angebote, das Verhalten des Marktes (Annahme / Ablehnung / Abruf der Angebote), das Kappen der Leistungsspitzen (vermiedene Netzkosten), sowie das daraus resultierende Betriebsregime der Wärmeerzeugung berechnet werden.

Im Basisfall (Jahr 2012) wurden mit einer optimalen Bewirtschaftung eine Kostenreduktion sowie zusätzliche Erträge von insgesamt etwa 800 CHF pro Anlage gegenüber der heutigen Betriebsweise erzielt. Bei der Anlage handelte es sich um ein Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten und modernem Baustandard. Als Folge der zunehmenden Einspeisung von Sonnen- und Windenergie ist davon auszugehen, dass Flexibilität an Wert gewinnen wird. Sowohl örtlich wie auch zeitlich werden vermehrt Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch auftreten. Dies macht einen Ausbau der Netze und Speicher notwendig. Heute fehlen marktseitig Anreize für Investitionen in neue Speicher. Sobald diese Diskrepanzen aber grösser werden und öfters als heute vorkommen, wird marktseitig der Anreiz für Investitionen in Speicher und smarte Systeme zunehmen. Mit Hilfe des hier entwickelten Simulators können die entsprechenden Sensitivitäten berechnet und die richtigen Zukunftsstrategien bestimmt werden.

Résumé

Ce projet traite de la valorisation de la flexibilité des réservoirs thermiques. Les réservoirs d'eau chaude (boilers) existent en très grand nombre et représentent un potentiel intéressant pour la gestion de la charge (load-management). En outre, l'inertie thermique des bâtiments peut aussi être utilisée comme réservoir et ainsi optimiser le régime de production de chaleur par rapport au marché. Ce projet part du principe qu'une optimisation de la production de chaleur par rapport au marché est techniquement réalisable (beaucoup d'études s'y sont déjà intéressées). Il se focalise donc sur la quantification de la valeur de cette flexibilité.

Le potentiel de valorisation d'une exploitation optimale des réservoirs thermiques est déterminé de la manière suivante: la flexibilité est valorisée par des transactions optimales sur les marchés courants (SDL, EPEX). Un simulateur a été élaboré dans cette optique. Le simulateur consiste en une cascade d'optimisations qui calculent les offres optimales, le comportement du marché (acceptation / refus / appel d'une offre), la réduction des pointes de puissance (peak-shaving, réduction des coûts), ou encore le régime d'exploitation de la production de chaleur qui en résulte.

Dans le cas de base (année 2012), une exploitation optimale permet une économie de coûts ainsi que des revenus supplémentaires d'environ 800 CHF par installation par rapport à l'exploitation actuelle. Une installation est typiquement un immeuble avec 22 d'appartements aux standards de construction actuels.

Avec l'augmentation de la production d'énergie photovoltaïque et éolienne, la flexibilité va prendre toujours plus de valeur sur les marchés. Les écarts (géographiques ou temporels) entre la production et la demande vont en effet augmenter. Ceci rend nécessaire l'amélioration des réseaux et la construction de réservoirs. A l'heure actuelle, les marchés ne poussent pas encore à investir dans de nouveaux réservoirs et des systèmes de smart-control. Mais une fois que ces écarts grossiront et se produiront plus fréquemment, l'incitation économique des marchés augmentera. Le simulateur développé ici permet justement de déterminer les sensibilités qui en découlent et les stratégies futures appropriées.

Abstract

The objective of this project is to make an economic assessment of the versatility of thermal storage facilities. A wide range of hot water tanks are available nowadays and they offer an interesting potential for load management concepts. In addition, the thermal inertia in building structures can be used as a storage unit to dynamically optimise the mode of operation of heat generation against the market. In this project the technical feasibility of a mode of operation of heat generation that is optimised against the market is presumed and the focus is placed on quantifying the value of this versatility. There have already been a large number of studies carried out on the feasibility of concepts of this type.

The added value potential available due to optimal management of the thermal storage unit is determined by its flexibility being assessed on all the prevailing markets (ancillary services, energy markets) through optimal commercial transactions. As part of this project, a simulator was created for this purpose. The simulator consists of a cascade mechanism for improvements, in which the most advantageous offers, the behaviour of the market (acceptance/rejection/retrieval of offers), the capping of power delivery spikes (avoiding network costs) and the resulting mode of operation of heat generation are calculated.

In the base case (2012), a cost reduction and additional income of a total of around CHF 800 per unit were achieved through optimal management compared with the current mode of operation. The unit involved was that in a block of flats with 22 living units and a modern standard of building. As a result of the increasing feed-in of sun and wind energy it can be assumed that flexibility is going to increase in value. More discrepancies will appear between production and consumption, both in terms of space and time. This means that it is essential to extend the network and storage facilities. Today there is an absence of market incentives for investment in new storage facilities. As soon as these discrepancies become larger and occur more frequently than nowadays, however, the incentive on the part of the market for investment in storage facilities and smart systems will increase. With the help of the simulator developed here, the respective sensitivities can be calculated, enabling appropriate strategies for the future to be determined.



Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern

Schlussbericht

Phase 1: Februar 2012 – Oktober 2013

Partner:



 Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra
Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN



Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
Swiss Federal Institute of Technology Zurich

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Abgrenzung	7
1.2 Projektziele	9
1.3 Vorgehen	10
1.4 Dank an die Projektpartner.....	10
2 Modellierung	11
2.1 Grundlagen.....	11
2.2 Anlagen	11
2.3 Märkte.....	15
2.4 Netzkosten.....	22
3 Simulationen	24
3.1 Optimierungskaskade.....	24
3.2 Sensitivitätsanalyse	28
4 Ergebnisse	29
4.1 Energiegeschäfte.....	29
4.2 Systemdienstleistungen	32
4.3 Netzkosten.....	35
4.4 Effizienz	37
4.5 Einhaltung der Komfortvorgaben.....	37
5 Schlussfolgerung	39
6 Ausblick.....	43
Referenzen	45
Anhang	46

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Abgrenzung

Die Integration einer grossen Menge an neuen erneuerbaren Energiequellen im Zuge der Energiewende ist ein anspruchsvolles Ziel. Damit ein elektrisches Energiesystem mit einem hohen Anteil an Wind- und Solarenergie betrieben werden kann, bedarf es zusätzlicher Flexibilität. Die Energiewende ist damit eine neue Herausforderung für die Überbrückung der räumlichen Distanz und der zeitlichen Verschiebung zwischen Produktion und Verbrauch elektrischer Energie. Die Nutzung der Flexibilität dynamischer Lasten („Demand Response“) und insbesondere die Trägheit von thermischen Lasten bieten sich im Rahmen von SmartGrid an, um diese Herausforderungen zu meistern. „Demand Response“ ist in den letzten Jahren zu einem der wichtigsten Themen in der elektrischen Energieversorgung geworden.

In den USA gibt es mehrere Firmen die „Demand Response“ bereits auf kommerzieller Basis anbieten. Diese umfassen teilweise mehrere 1'000 MW Leistung. Sie fokussieren auf institutionelle Organisationen und Industriekunden. Die Erfahrungen können nur bedingt auf Europäische und Schweizerische Verhältnisse angewandt werden. In Europa – vor allem in Deutschland, UK und den skandinavischen Ländern gibt es ebenfalls bereits Projekte und Anwendungen im Bereich „Demand Response“. Die Firma Lichtblick bietet in Deutschland ein virtuelles Kraftwerk auf der Basis von Wärmekraftkopplungsanlagen in Gebäuden.

In der Schweiz bietet die Firma ALPIQ ein System zur Energieoptimierung bei Industrie- und Gewerbe Kunden an. Die Firma Swisscom Energy Solutions bietet eine Kommunikationsinfrastruktur für die Steuerung von Haushaltslasten. Im Projekt FlexLast wird versucht, mit der Flexibilität von grossen Kühlhäusern Regelleistung anzubieten.

Warmwasserspeicher und die Masse von Gebäuden als Puffer gegenüber der stochastischen Einspeisung durch Wind- und Solarkraftwerke sind als Potential für die Bildung virtueller Kraftwerke erkannt. Es gibt aber noch zu wenig praktische Erfahrung, insbesondere bezogen auf die speziellen Bedürfnisse in der Schweiz (Marktumfeld, Klima und Produktionscharakteristik). Das Potenzial der Gebäudeinfrastruktur für die zukünftige dezentrale Energieversorgung ist gross. Die Gebäudeoberfläche absorbiert Sonnenstrahlung. Das Gebäude speichert Wärme. Die Heizungsinfrastruktur kann genutzt werden, um thermische Speicher (technischer Speicher, Gebäudemasse, Verteilsystem, etc.) zu bewirtschaften. Für Energiedienstleister öffnet sich ein breites Feld mit möglichen Geschäftsmodellen. Damit die Geschäftsmodelle wirklich funktionieren, müssen die Rollen aller Teilnehmer, wie Energiehändler, Poolbetreiber, Energiedienstleister, Anlagebetreiber, Eigentümer und Endkunde neu definiert werden. Es braucht dynamische Tarifmodelle, damit auf allen Ebenen Anreize entstehen, solche Systeme umzusetzen. Das WARMup Projekt quantifiziert den wirtschaftlichen Wert der Flexibilität. Wie der Kuchen verteilt wird, ist Gegenstand von weiterführenden Projekten.

Das WARMup Projekt widmet sich dem Thema: optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern in Gebäuden. Es zeichnet sich durch ein mehrstufiges stochastisches Optimierungsmodell aus, welches auf das Schweizerische Marktumfeld zugeschnitten ist. Im Gegensatz zu ähnlichen Projekten bezieht WARMup den Zustand und das Verhalten der betrachteten „Demand Response“ Anlagen mit ein. Dieser bi-direktionale Ansatz ist deshalb so wichtig, weil die verfügbare thermische Speicherkapazität vom Zustand (z.B. Temperatur) abhängig ist. Nur so kann gewährleistet werden, dass die maximale Flexibilität genutzt wird, ohne dass es zu Komforteinbussen beim Endverbraucher kommt. Das Verfahren kann problemlos auf andere Märkte erweitert werden. Es liefert realistische Einschätzungen von Geschäftsfällen auf der Basis von „ex-ante“ Simulationen. „Ex-ante“ bedeutet, dass für die Entscheidungsfindung nur jene Informationen bekannt sind, die zum damaligen Zeitpunkt zur Verfügung gestanden wären. Misurio hat Erfahrung mit ähnlichen Systemen im Bereich Produktion, wo ähnliche Konzepte im Rahmen von Kraftwerksoptimierungen mehrmals erfolgreich umgesetzt wurden. Dieser Hintergrund bildete die Basis für die erfolgreiche Umsetzung dieses Projekts.

Die Verwertung der Flexibilität ist auf mehreren Ebenen möglich. Einerseits kann die Beschaffung an der Energiebörse optimiert werden, auf der anderen Seite können die Kosten für Ausgleichsenergie und die Netznutzung reduziert werden. Besonders attraktiv erscheint die Möglichkeit am Regelenergiemarkt teilzunehmen und zusätzliche Erträge zu generieren. Insbesondere die Tertiärregelung erscheint interessant, weil hier die Systemanforderungen leichter zu erfüllen sind. Allerdings muss ein Block von mindestens 5 MW über mindestens 4 Stunden vorgehalten werden können, damit am Tertiärregelmarkt partizipiert werden kann. Ebenfalls für die Energiebeschaffung an der Börse gibt es minimale Mengen für jede Transaktion. Da einzelne thermische Lasten die kritische Grösse selten erreichen, ist ein Pooling von vielen Anlagen Voraussetzung für die Verwertung der Flexibilität. Das WARMup fokussiert auf das Pooling von Wärmepumpenanlagen mit den dazugehörigen thermischen Speichern. In einem weiteren Schritt ist eine Ausdehnung des Poolings auf weitere flexible Lasten, wie etwa Kühltürme, Wasserversorgungssysteme oder auch Speicherkraftwerke und Gasspeicher, geplant. So kann das Optimierungssystem die Synergien zwischen unterschiedlichen Charakteristika nutzen.

Abbildung 1 zeigt den elektrischen Bedarf von Wärmepumpen einer realen Anlage in Zürich zu unterschiedlichen Jahreszeiten. Die Wärmepumpen decken den Bedarf an Raumwärme (rot) und Warmwasser (rosarot). Im Winter gibt es Situationen mit mehr oder weniger Flexibilität (s. obere und mittlere Grafik). Im Sommer steht viel Leistung zur Verfügung, die genutzt bzw. verschoben werden kann. Sobald Lasten zeitlich verschoben werden können, besteht die Möglichkeit, positive und negative Regelleistung anzubieten und damit die Stabilität des elektrischen Versorgungsnetzes zu verbessern. Das Gleichgewicht zwischen Produktion und Last muss im elektrischen Netz in jedem Moment gewährleistet sein. Gibt es einen Lastüberschuss, verlangt der Netzbetreiber (in der Schweiz Swissgrid) positive Regelleistung. Diese wird geliefert indem ein Kraftwerk zusätzliche Energie einspeist oder Lasten reduziert werden. Im umgekehrten Fall verlangt der Netzbetreiber negative Regelleistung, welche durch Herunterfahren der Produktion oder Einschalten von Lasten erreicht wird. Bei einem Abruf muss die geforderte Differenz über eine bestimmte Zeit gehalten werden. Damit diese Anforderungen erfüllt werden können, braucht es einen entsprechend grossen Pool mit genügend Flexibilität. Die Anzahl der installierten Wärmepumpen in der Schweiz nimmt stark zu, so dass das Potential für einen grossen Pool vorhanden ist.

Daneben gibt es weitere Möglichkeiten für die Nutzung der Flexibilität, wie z.B.

- den Wärmebedarf dann decken, wenn die Strompreise tief sind,
- einzelne WPs abschalten und damit die Lastspitze reduzieren,
- den steilen Rampen der Produktion aus erneuerbaren Energien folgen (Intraday)
- Gezieltes vorausschauendes Überheizen, wenn in den Folgetagen eine Kälte welle droht (Komfortvorgaben besser einhalten)

Der Einfluss von dezentrale Einspeisungen aus Photovoltaik und Wärmekraftkopplung auf das Stromnetz nimmt zu. Dieser Einfluss geschieht in erster Linie auf den unteren Spannungsebenen des Netzes und führt zu überhöhter Spannung sowie Rückspeisung von Energie in höher liegende Netzebenen in Schwachlastzeiten und grosser Solarstrahlung. Hier bietet sich ein weiteres Anwendungsfeld für flexible Lasten, indem solche Schwankungen nach Möglichkeit lokal ausgeglichen werden und damit helfen die Investitionen in den Netzausbau zu reduzieren.

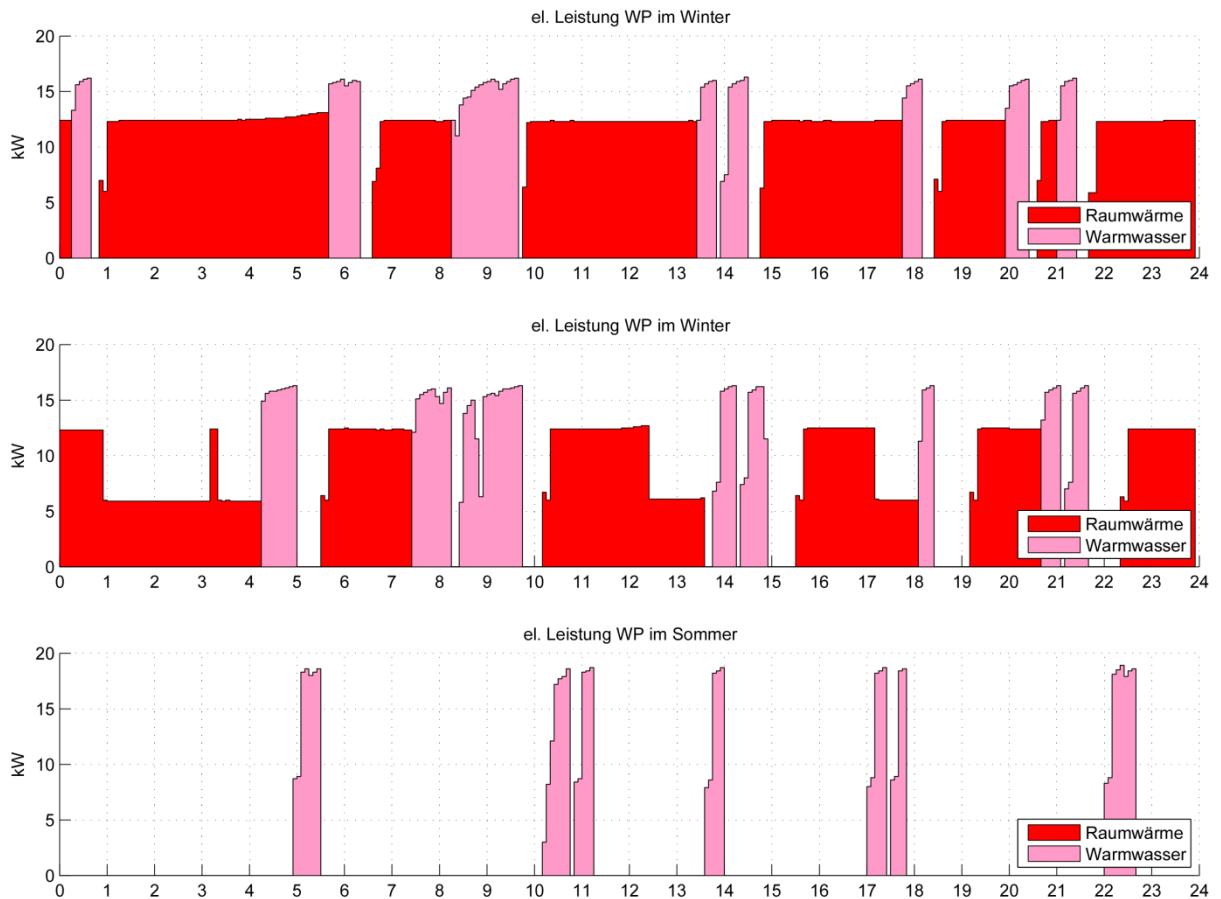


Abbildung 1: Messdaten des elektrischen Leistungsverbrauchs einer realen Wärmepumpe in der Stadt Zürich zu unterschiedlichen Jahreszeiten: (oben) während der Kältewelle im Februar 2012, (Mitte) Anfang März, (unten) im Sommer.

1.2 Projektziele

Hauptziel des WARMup-Projektes ist der Nachweis dass die Flexibilität von Wärmespeichern in Gebäuden einen wirtschaftlichen Wert hat.

Die Projektziele sind:

- Evaluation möglicher Märkte zur Verwertung der Flexibilität
- Durchführen von Simulationen
- Quantifizierung der Erträge
- Bestimmung Sensitivitäten
- Ausgangslage für Pilotprojekte schaffen

Vier Möglichkeiten für die optimale Verwertung stehen dabei im Vordergrund:

- Tertiärregelmarkt
- Reduktion von Ausgleichsenergie in einer Bilanz- oder Subbilanzgruppe
- Einsparpotential durch strukturierte Beschaffung am Strommarkt
- Reduktion von Netzkosten

Das optimale Management einer Vielzahl von Wärmemaschinen im Wärmepool erfordert die Entwicklung entsprechender IT-Systemumgebung. Anhand von Simulationen und praktischen Beispielen werden die notwendigen Werkzeuge und das Wissen aufgebaut, um entsprechende Produkte und Dienstleistungen zu entwickeln. Im Zentrum steht ein übergeordnetes intelligentes System als Bindeglied zwischen Markt und flexiblen Lasten.

Im Rahmen des WARMup Projektes soll in einer ersten Phase ein Simulator zur optimalen Bewirtschaftung von thermischen Speichern erstellt werden. Der Simulator entscheidet für jeden Zeitschritt über die Teilnahme an den verschiedenen Märkten und die entsprechenden Angebote. Dafür werden verschie-

dene thermische Lasten und Märkte realitätsnah modelliert und entsprechende mathematische Optimierungen formuliert.

Der vorliegende Bericht beschreibt die erste Phase, die von Februar 2012 bis November 2013 dauerte. In der zweiten Phase wird ein Pilotprojekt realisiert, diese ist jedoch nicht Gegenstand des vorliegenden Projekts.

1.3 Vorgehen

Der Bericht beschreibt in Abschnitt 2 die Modelle, welche das Verhalten der thermischen Speicher abbilden. Als thermische Speicher werden dabei Boiler und Gebäude betrachtet. Für das Modell wurde ein reales Gebäude gewählt. Es handelt sich um eine moderne Anlage, welche den geltenden Standards entspricht. Für die Simulation wurde ein Pool von 5'000 solcher Anlagen gebildet.

In Abschnitt 3 folgt eine Beschreibung der Komponenten des Simulators für die Berechnung des wirtschaftlichen Potentials der optimalen Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern. Der Simulator quantifiziert jährliche Bruttoeinnahmen, die mit Hilfe der Flexibilität von dynamischen Lasten erzielt werden. Das Verfahren basiert auf einem Pooling von dynamischen Lasten und einem mehrstufigen stochastischen Optimierungsmodell. Dabei werden einerseits bestmögliche Angebote gegenüber verschiedenen Marktplattformen erstellt. Andererseits bildet das Marktmodell den gesamten Bieter- und Abrufprozess realitätsnah ab. Je nach Akzeptanz der Angebote entstehen Fahrpläne und Abrufszenarien für die Steuerung der dynamischen Lasten.

Es folgt eine Analyse der Ergebnisse des Basisfalls und ein Vergleich von 4 Varianten in Abschnitt 4. Die Varianten wurden an Workshops gemeinsam mit den Projektpartnern ausgearbeitet. Im Rahmen der Schlussfolgerungen (Abschnitt 5) werden die Ergebnisse zusammengefasst und interpretiert. Es folgt und ein Ausblick auf das Folgeprojekt WARMup² in Abschnitt 6. Ziel von WARMup² wird es sein, die Herausforderungen der Umsetzung eines solchen Smart-Grid-Projektes in all seinen Dimensionen (technisch, politisch, wirtschaftlich, ökologisch) zu erfahren.

Ein Teil der Ressourcen wurde verwendet, um eine möglichst generische IT-Umgebung vorzubereiten. Die IT-Umgebung muss so ausgestaltet sein, dass sie einerseits mit den Systemen für die Marktabwicklung kommunizieren kann und andererseits über geeignete Schnittstellen zu den Leitsystemen verfügt, um Messwerte zu lesen und optimierte Sollwerte auf die Anlagen zu übertragen. Hierzu wurde die bestehende *fieldAPI*-Umgebung der Fachhochschule Sion (HES-SO) weiter ausgebaut.

Im Rahmen von WARMup fanden 4 ganztägige Meetings der Begleitgruppe statt, an denen die Experten der Projektpartner teilnahmen und dafür sorgten, dass die Weichen richtig gestellt werden und die übergeordneten Projektziele nicht aus den Augen verloren gehen. Es wurde darauf geachtet, die Interessen und Anregungen aller Beteiligter in den Projektverlauf miteinzubeziehen. Zudem gab es viele bilaterale Treffen mit den Projektpartnern und zusätzlich mit den Abteilungen EDL, Leittechnik und Handel der ewz und der Swissgrid. Das Projekt wurde mehrfach an nationalen und internationalen Podien präsentiert. Einzelne Grafiken und Textpassagen wurden von der Masterarbeit [1], die ebenfalls im Rahmen des Projekts entstanden ist, übernommen.

1.4 Dank an die Projektpartner

Dieses Projekt ist dank der tollen Zusammenarbeit und Unterstützung aller beteiligten Partner zustande gekommen. Misurio möchte sich bei dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), der EnAlpin, IBM, Elimes, der Fachhochschule Westschweiz HES-SO und der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich (ETHZ) herzlich bedanken. Das Projekt wurde von der Stiftung The Ark und vom Bundesamt für Energie (BFE) finanziell unterstützt. Allen Mitwirkenden, Partnern und Sponsoren sei an dieser Stelle herzlich gedankt.

2 Modellierung

2.1 Grundlagen

Der Wärmepool der Simulation besteht aus 5000 Wärmepumpenanlagen. Dies sind wesentlich mehr Anlagen, als die am Projekt beteiligten EVUs heute betreiben. Die grosse Anzahl hat aber den Vorteil, dass damit die Größenordnung von Wasserkraftwerken erreicht wird (85 MW installierte Leistung) und so eine Verifikation der Resultate mit Erfahrungswerten durchgeführt werden kann. Als Speicher werden sowohl Warmwasserboiler wie auch die Gebäudemasse mit ihrer thermischen Trägheit bewirtschaftet.

Die Leistungsvorhaltung im Sommer ist aufgrund der tiefen Zahl an Betriebsstunden der Wärmepumpen einfach realisierbar. Bei einem Abruf von negativer Regelleistung muss die Wärme aber irgendwo zugeführt werden. Ideal ist die Option, Wärme oder Kälte einem Speicher oder Fernwärmennetz zuzuführen. Der Bedarf an Kälte im Sommer ergänzt sich optimal mit dem niedrigen Bedarf an Wärme. Folglich sind Wärme- und Kälteleisten idealerweise in einem Wärmepool zu kombinieren. Im Rahmen dieses Projektes lag der Fokus auf Wärmelasten.

Die Modellierung soll generisch aufgebaut sein und entsprechend sowohl für kleine wie auch für grosse Lasten angewandt werden können. Die Auswahl des Referenzobjektes erfolgte vor allem aufgrund der Struktur der Anlage, des Baustandards, der Datenverfügbarkeit dieser Anlage sowie der Option, bei zwei baugleichen Einheiten eine reale Vergleichsmöglichkeit während eines allfälligen Pilotprojektes zu haben.

2.2 Anlagen

Die untersuchte Referenzanlage ist ein Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten in der Region Zürich. Das Haus wurde im Jahr 2008 gebaut. Das Gebäude bezieht seine Wärme von den Energiedienstleistungen des ewz. Ein System zur Überwachung aus der Ferne ist bereits in Betrieb. Die Wärmepumpe bestehend aus 3 Kompressoren und liefert die thermische Energie sowohl für die Heizung wie auch für Brauchwarmwasser. Entweder wird Wärme den Boiler oder der Heizung zugeführt. Gleichzeitiges Laden der Boiler und Heizen ist nicht möglich. Als Wärmequelle dienen Erdsonden.

Die Abbildung 2 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Anlagemodells. Die verschiedenen Energieflüsse sind farbig dargestellt, wobei deren Größe und Richtung variabel sind. Das generische Modell lässt sich relativ einfach definieren und in einer Zustandsraumdarstellung formulieren. Die Abbildung 3 zeigt die Zustandsraumdarstellung exemplarisch. Die Zustandsgrößen sind die verschiedenen Temperaturen der Speicher. Die Herausforderung liegt in der Bestimmung der Parameter A, B, C und D. Diese Parameter lassen sich beispielsweise anhand verschiedener Wärmeübergangskoeffizienten bestimmen. Das mag für ein Gebäude exemplarisch durchgeführt werden, wird bei einer Vielzahl von Anlagen aber kaum durchführbar sein. Folglich wurde ein Ansatz entwickelt, mit der man die Parameter mittels einer Optimierung, basierend auf historischen Zeitreihen, automatisch berechnet.

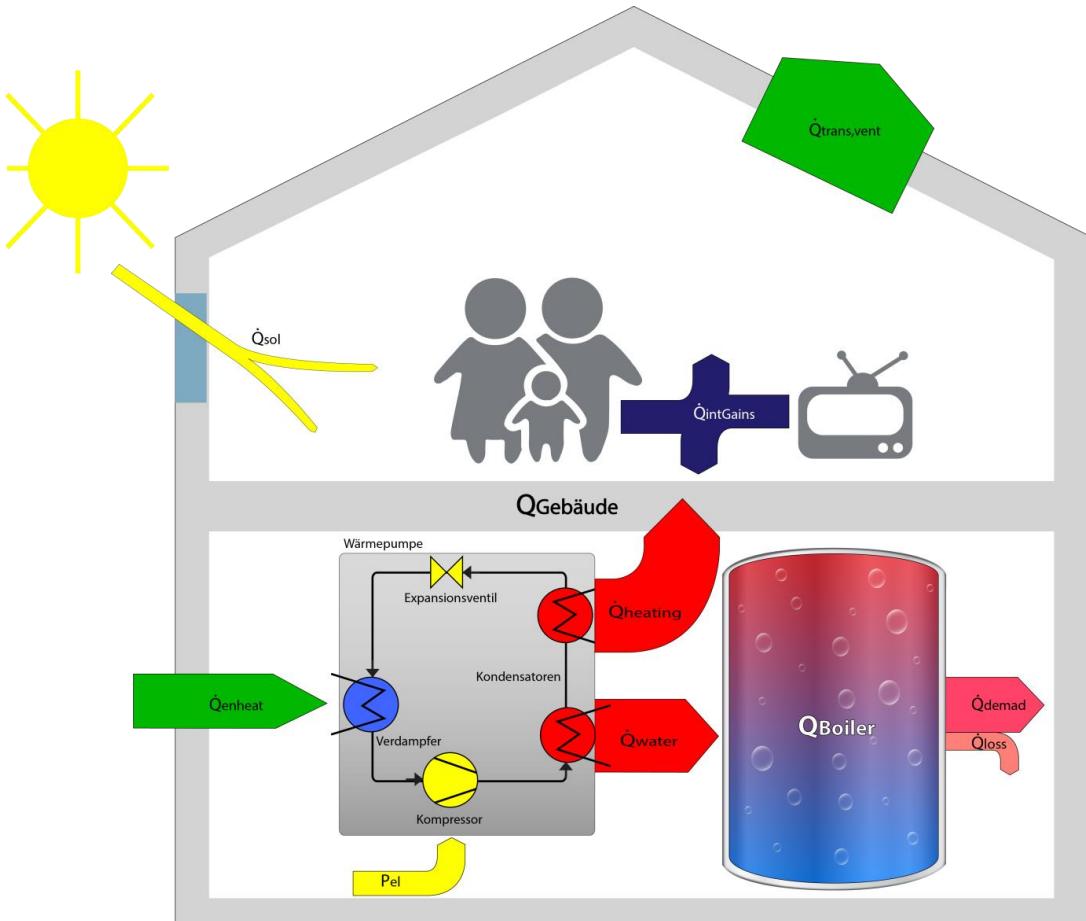


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung des Anlagemodells. Eine Wärmepumpe wandelt Umweltwärme und elektrische Energie in Wärme für den Boiler und die Raumheizung. Das Modell beinhaltet mehrere Speicher mit unterschiedlichen Kapazitäten und Zeitkonstanten. Die verschiedenen Energieflüsse sind mit farbigen Pfeilen dargestellt. Einzelne Energieflüsse variieren zeitlich in ihrer Grösse und Richtung. Beispielsweise gewinnt das Gebäude an warmen Sommertagen aufgrund der Transmission an Wärme, so dass sich die hier eingezeichnete Richtung des Flusses gerade umdreht.

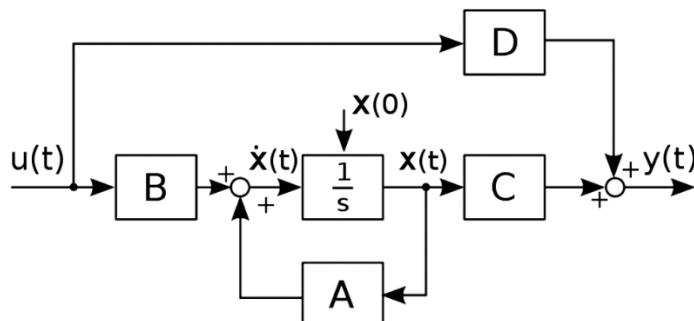


Abbildung 3: Zustandsraum-Darstellung als generisches Modell für die Anlagen (Quelle [2]). Die Herausforderung liegt in der Bestimmung der Parameter A, B, C und D.

Die Temperatur des Warmwassers muss zwischen 45 °C und 65 °C sein. Pro Tag gibt es gemäss historischen Daten zwischen 5 und 7 Ladezyklen. Einmal pro Woche gibt es eine Legionellenschaltung auf 60 °C. Die Abbildung 4 zeigt eine Gegenüberstellung des Boilermodells mit den Messdaten.

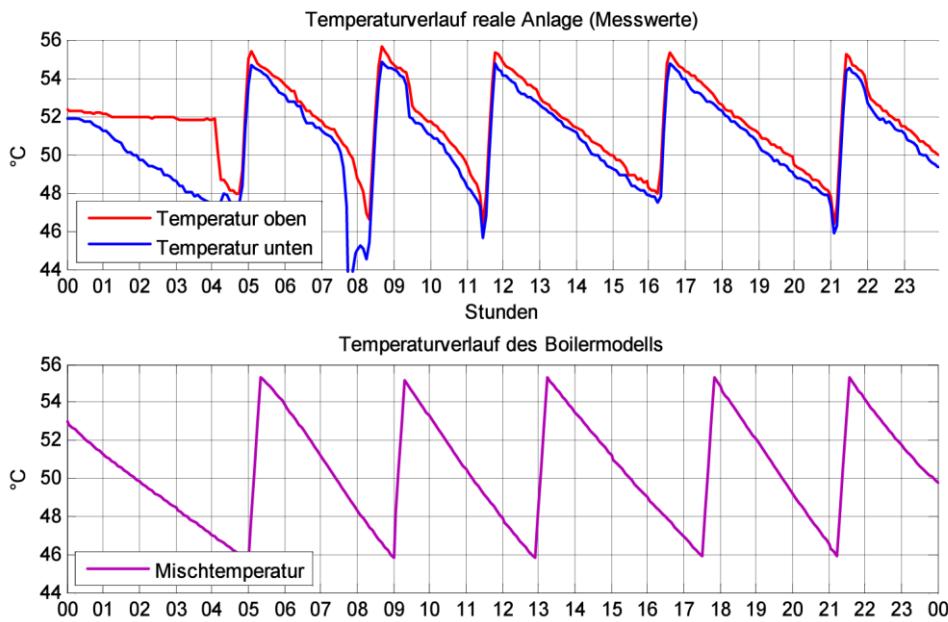


Abbildung 4: Gegenüberstellung des Boilermodells (unten) mit den realen Messwerten (oben). Aufgrund der Zirkulationspumpe, welche die Schichtung praktisch zerstört, wurde von einer Mischtemperatur ausgegangen. Ein Boiler mit Schichtung würde die Flexibilität vergrössern. Dieser Effekt würde sich positiv auf das Resultat auswirken.

Die Flexibilität eines Boilers liegt im Temperaturbereich, den man durchlaufen darf. Dank der Notwendigkeit einer Legionellenschaltung verfügt die Wärmepumpe über das Potenzial, Temperaturen bis zu 65°C zu erreichen. Bei anderen Anlagen wird die Legionellenschaltung teilweise auch mit dem Elektro-einsatz gewährleistet. In dem hier modellierten Fall aber bietet dieses Potenzial nach oben, sprich die Möglichkeit, zeitweise höhere Temperaturen als energetisch sinnvoll zu fahren, eine grosse Flexibilität in der Bewirtschaftung.

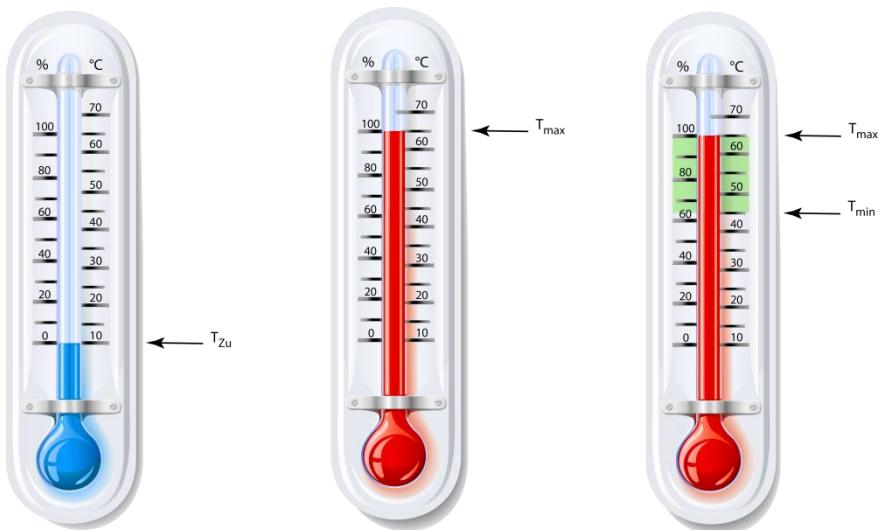


Abbildung 5: (links) Zuflusstemperatur des Kaltwassers, (Mitte) maximale Temperatur des Wassers im Boiler, (rechts) der Temperaturbereich zwischen T_{min} und T_{max} ist jener Bereich, der die zu bewirtschaftende Flexibilität repräsentiert.

Beim Gebäude ist die Parameterfindung wesentlich anspruchsvoller als beim Boiler. Die Gebäudemasse, die aktiviert werden kann, ist abhängig von der Zeitperiode der Anregung. Das heisst, dass bei Schwingungen mit grösserer Periodendauer mehr Speichermasse mitwirkt, als bei kurzen Schwingungen. Das erreichte Resultat der Parameteridentifikation ist überaus gut. Die Abbildung 6 zeigt in der untersten Zeile die Simulationsresultate sowie die realen Messdaten. Das stochastische Verhalten einzelner Benutzer gleicht sich bei einer Vielzahl von Anlagen aus und wurde hier vernachlässigt. Das Resultat zeigt, dass das Verhalten des Gebäudes sehr nahe an der Realität liegt.

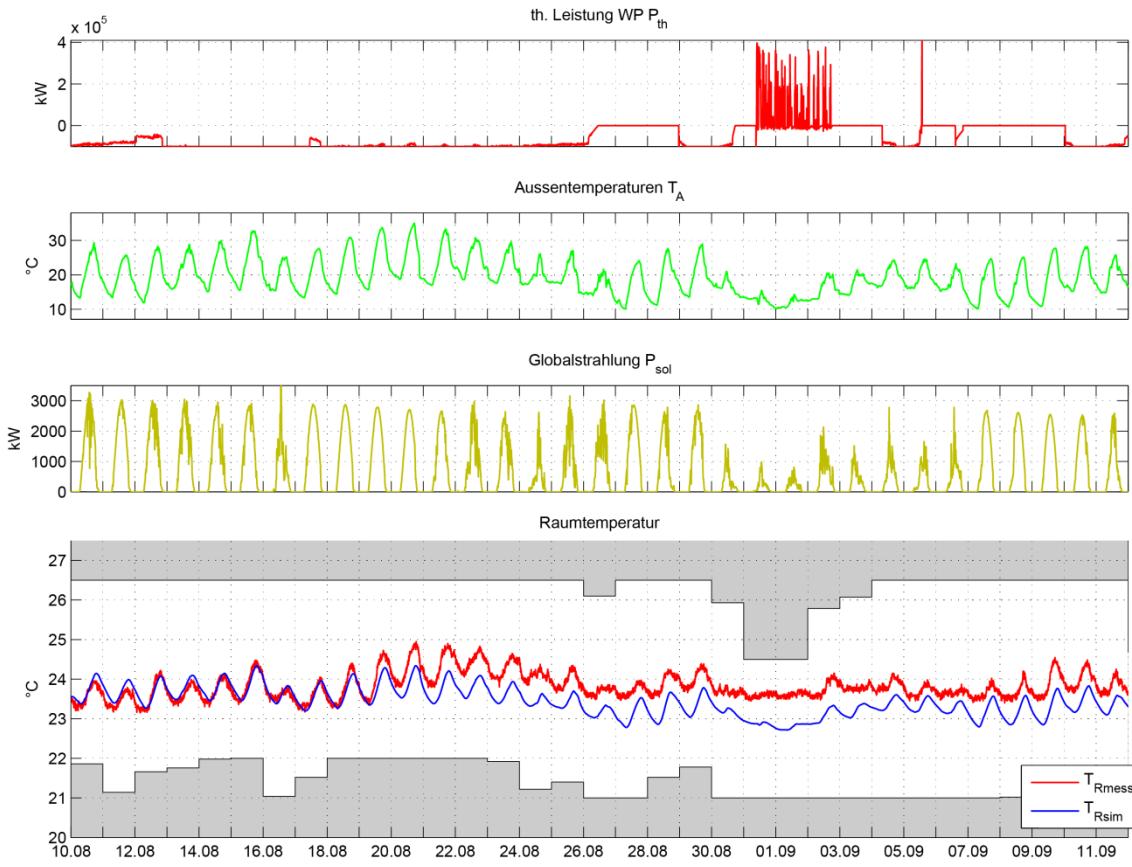


Abbildung 6: Gegenüberstellung des Gebäudemodells mit den Messdaten der realen Anlage. Die ersten drei Zeilen stellen die Inputs dar und in der untersten Zeile ist die gemessene Raumtemperatur dem Resultat der Simulation mit den gleichen Inputs gegenübergestellt. Der weiße Bereich ist der Komfortbereich. Innerhalb diesem kann sich die Temperatur bewegen. In der oben dargestellten Situation wurde die Flexibilität nicht aktiv bewirtschaftet (Ist-Situation) entsprechend ist der Tagesmittelwert ziemlich konstant. Das Modell stimmt sehr gut mit der Realität überein. Für die Optimierung genügt eine gute Genauigkeit im Zeitbereich von ein paar wenigen Tagen.

Die in der Abbildung 6 dargestellten Inputs müssen dem Simulator mittels Prognosen zur Verfügung gestellt werden. Der Heizbedarf wird massgeblich durch die Aussentemperatur beeinflusst. Folglich ist die Temperaturprognose die wichtigste Prognose. Im vorliegenden Projekt konnte auf Prognosewerte der Minimal- und Maximaltemperaturen bis zu zwei Tage in die Zukunft zurückgegriffen werden. Die Prognosedaten sind bereits heute auf der Anlage vorhanden und werden in einem anderen Pilotprojekt verwendet. Mit dem ungefähren Wissen über zukünftige Temperaturen kann bereits einiges am Betriebsregime optimiert werden. So kann beispielsweise an einzelnen kalten Tagen während einer sonst warmen Periode durchaus auf das Heizen verzichtet werden, da die Gebäudemasse noch genug Wärme gespeichert hat. Dadurch lassen sich Effizienzgewinne erzielen.

Neben der Aussentemperatur gibt es noch eine Reihe weiterer Inputs, die von Interesse sind. So hat beispielsweise die Temperatur der Erdsonden einen Einfluss auf die Leistungszahl (COP) der Wärme-pumpenanlage. In Abbildung 7 ist das Modell der Erdsondentermperatur den realen Werten gegenübergestellt. Kurzfristige Schwankungen wurden wiederum vernachlässigt.

Im vorliegenden Fall wurde die Solarstrahlung nicht aktiv genutzt. Folglich ist der Einfluss der Solarstrahlung relativ bescheiden. Dennoch wurde mit Blick auf Folgeprojekte ein einfaches Prognosemodell für die Solarstrahlung entwickelt. Die Abbildung 8 zeigt diese Prognose und die gemessenen Werte von einem Standort in der Nähe der betrachteten Anlage.

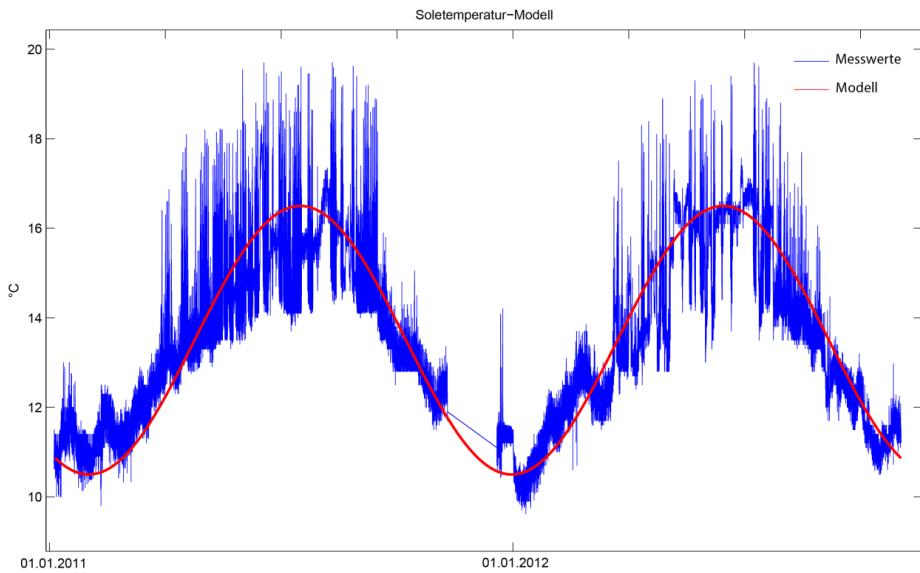


Abbildung 7: Modell der Soletemperatur (rot) den realen Messwerten der Anlage (blau) gegenüber gestellt. Die Soletemperatur entwickelt sich dem Heizbedarf entgegengesetzt und führt zu einem tieferen COP während des Winters. Aufgrund der Regeneration der Erdsonden im Sommer (Freecooling) blieb die durchschnittliche Jahrestemperatur etwa konstant.

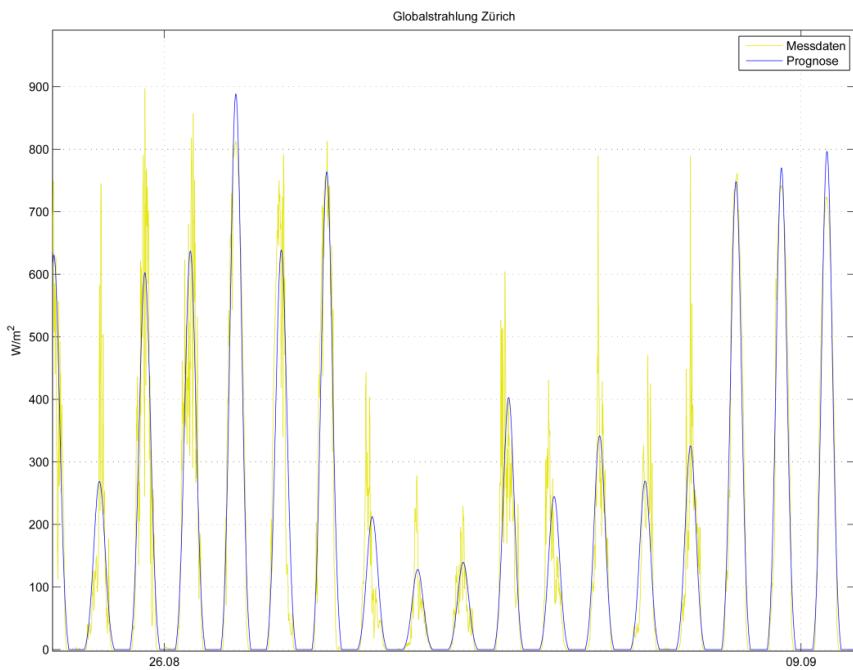


Abbildung 8: Jeweils am Morgen eines Tages erstellte Solarprognose. Die Prognose zielt darauf, dass die solaren Energiegewinne möglichst gut vorhergesagt werden.

2.3 Märkte

Neben den Anlagemodellen wurden im Rahmen dieses Projektes auch Marktmodelle erstellt. Die Marktmodelle beruhen nicht auf Fundamentaldaten sondern auf Trend- und Zeitreihenanalysen. Ein ausführlicher Quervergleich von Zeitreihenanalysen und Fundamentalanalysen zeigte, dass für unseren Verwendungszweck die Zeitreihenanalysen absolut genügen. Bei Modellen basierend auf Fundamentaldaten müssen diese wiederum in genügender Präzision vorhergesagt werden können. Die Schnittstellen sind generisch gestaltet, so dass später andere Prognosemodelle äusserst einfach eingebunden werden können.

Die Abbildung 9 zeigt einige interessante Preismuster an der Strombörse. Der Intraday-Markt entwickelt sich rasant mit teilweise schon sehr interessanter Liquidität. Der Schweizer Markt ist noch nicht ganz so weit wie der Deutsche Markt, aber zumindest besteht seit Juni 2013 auch in der Schweiz die Möglichkeit, Intraday-Handelsgeschäfte zu tätigen. Der Trend geht klar in Richtung kurzfristigere und kleinere Deals. Es gibt durchwegs Parallelen zu den frühen Entwicklungsphasen der Finanzbörse.

Die Einspeisung aus Neuen Erneuerbaren Energiequellen, im Besonderen Solarstrom, ist mit grossen Rampen verbunden. Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland, welcher aufgrund der tiefen CO₂-Preise vorwiegend aus Kohlekraftwerken besteht, kann diesen steilen Rampen kaum folgen. Als Folge dessen ergeben sich Differenzen zu der stündlichen Day-Ahead-Vermarktung von Solarstrom. Diese Differenzen werden teilweise intraday ausgeglichen und führen zu typischen Halb-Stunden-Mustern. Regelmässig in Schwachlastzeiten mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sind negative Preise zu beobachten.

Man ist sich einig, dass Erneuerbare vermehrt an den Markt geführt werden sollen. Folglich werden sich hierdurch vermehrt interessante Preismuster abzeichnen. Umgekehrt können Smart-Grid-Konzepte dadurch einfach motiviert werden, ihr Potenzial an Flexibilität im Sinne der Energiewende einzusetzen. Dies bedingt aber, dass die Endkundentarife ähnliche Preismuster zeigen.

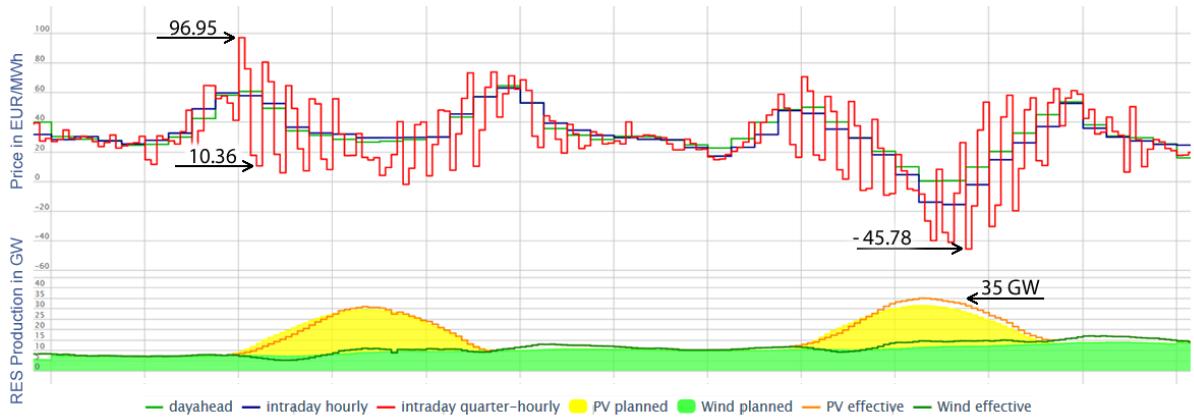


Abbildung 9: Preise an der deutschen Strombörse (oben) und Einspeisung aus Sonnen- und Windenergie (unten) anfangs Oktober 2013 während 48 Stunden. Hohe Intraday-Volatilitäten und teilweise negative Preise treten regelmässig auf. (Datenquellen [3], [4], Grafik Misurio)

Je nach Entscheidungsschritt gibt es unterschiedliche Vorlaufzeiten für die zu tätigen Geschäfte. Aufgrund dessen wurden für den Simulator unterschiedliche Prognosen erstellt. Die Abbildung 10 zeigt exemplarisch die Day-Ahead-Prognose mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten.

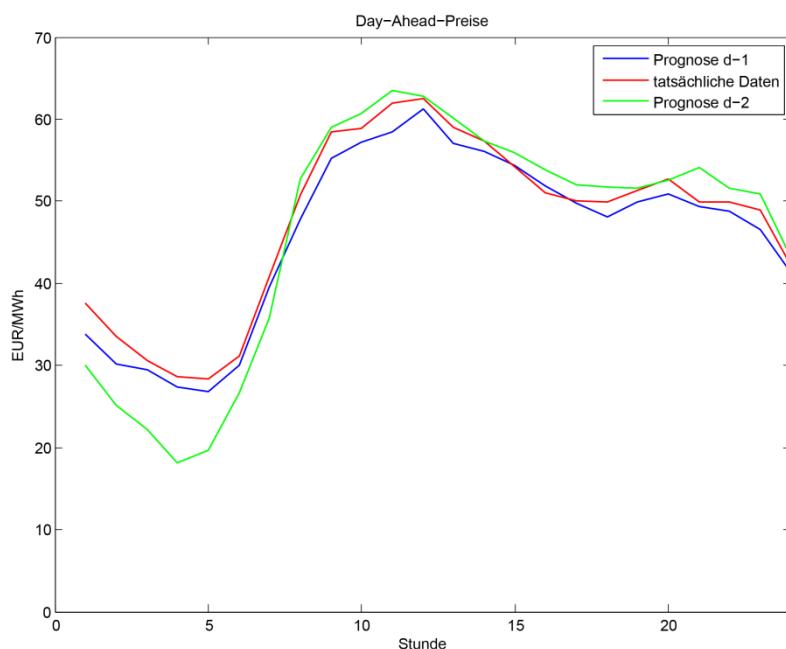


Abbildung 10: Je nach Vorlaufzeit werden dem Simulator unterschiedliche Prognosen zur Verfügung gestellt. Hier am Beispiel der Börsenpreise vom Vortag ist zu erkennen, dass die Vortagesprognose etwas besser ist als die frühere Prognose. Der Simulator verfügt jeweils nur über das Wissen, das ihm tatsächlich zum Zeitpunkt der Entscheidungsfindung zur Verfügung steht (ex-ante).

Neben der Energie an sich (Energy-only-Market) können mit thermischen Speichern auch Systemdienstleistungen gehandelt werden. Es bieten sich mehrere Möglichkeiten an, wobei in diesem Projekt der Fokus auf Tertiärregelleistung (TRL) gelegt wurde. Dies begründet sich vorwiegend darin, dass die Anbindung relativ einfach möglich ist und die technischen Anforderungen erfüllt werden können. Daneben besteht bei TRL die Möglichkeit, nur in eine Richtung und nur für 4-Stunden-Blöcke zu bieten. Die beiden anderen Stufen (Primär und Sekundär) werden jeweils in Wochenbändern und symmetrischen Produkten auktioniert. Eine kurze Übersicht der verschiedenen Produkte ist in Tabelle 1 dargestellt.

Die Mindestgröße von 5 MW elektrischer Leistung ist eine grosse Hürde für thermische Anlagen. Bei einem COP von beispielsweise 4 müssten also mindestens 20 MW thermische Leistung installiert werden. Üblicherweise kann nur ein Teil der Leistung als Flexibilität verwertet werden. Hinzu kommt, dass der Energiespeicher sowohl für einen Abruf über die volle Dauer aber auch für die Situation ohne Abruf ausreichend gross sein muss. Folglich ist für einen Block von 5 MW elektrisch ein Vielfaches dieser Leistung thermisch mit entsprechenden Speichern notwendig.

Diese Hürde kann aber gemeistert werden, wenn sich viele Anlagen zu einem Pool zusammenschließen. Das Konzept des Regelpools ist in einem Branchendokument des VSE beschrieben [5]. Ein Regelpool kann bilanzgruppenübergreifend aufgebaut werden.

	Primär	Sekundär	Tertiär
Menge	$\pm 66 \text{ MW}$	$\pm 400 \text{ MW}$	$+450 \text{ MW}, -390 \text{ MW}$
Produkt	Symmetrische Leistungsbänder	Symmetrische Leistungsbänder	Asymmetrische Leistungsbänder
Grösse	Minimal $\pm 1 \text{ MW}$, inkrementell $\pm 1 \text{ MW}$	Minimal $\pm 5 \text{ MW}$, inkrementell $\pm 1 \text{ MW}$	Minimal $+5 \text{ MW}$ oder -5 MW , inkrementell 1 MW
Abruf	Automatisch, Frequenzregler mit eingestellter Statik	Automatisch, PI-Regler	Manuell durch TSO Dispatcher
Entschädigung der Leistung	Angebotspreis	Angebotspreis	Angebotspreis
Entschädigung der Energie	keine	Stündlicher Spotpreis SwissIX $\pm 20\%$ inkl. Cap/Floor Wochenbase gemäss 15-Minuten-Mittel Stellsignal	Angebotspreis für gelieferte / bezogene Energie

Tabelle 1: Übersicht der Regelleistungsprodukte für die Regelzone Schweiz. (Stand Juli 2013, Quelle [6])

Seit Mitte 2010 publiziert Swissgrid Informationen über die Gebote zu den TRL-Auktionen online [7]. Die Publikation umfasst die Grösse der angebotenen Leistung, die akzeptierte Leistung und den Leistungspreis. Zu den Arbeitspreisen (Energiepreise) gibt es keine publizierten Daten.

Die TRL Auktion ist eine kostenminimale Angebotsauswahl, wobei die Summe der akzeptierten Leistungen mindestens den Bedarf decken muss. Die Anbieter haben die Möglichkeit, mehrere Preis-Mengen-Kombinationen anzubieten, wobei maximal nur eine davon akzeptiert wird (Stufenangebote). In Abbildung 11 ist ein Beispiel einer TRL-Auktion dargestellt. In Grün dargestellt sind jene Angebote, die akzeptiert wurden, in Rot jene Angebote, die nicht akzeptiert wurden. Transparent sind die historisch eingegangenen Angebote. Die Stufenangebote sind mit einer grauen Fläche markiert. Am gezeigten Beispiel wurde ein Stufenangebot bestehend aus vier Stufen angeboten – eine Stufe davon wurde akzeptiert.

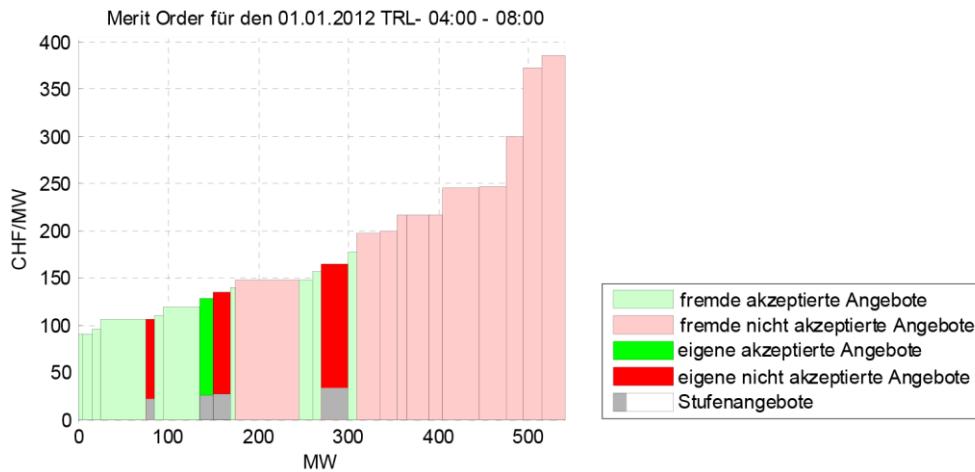


Abbildung 11: Beispiel einer Auktion von Tertiärregelleistung. Die Preise sind nach ihrer Höhe sortiert (Merit Order). Grün dargestellt sind jene Angebote, die akzeptiert wurden. Swissgrid wählt jeweils jene Angebote aus, mit denen sie ihren Bedarf mit minimalsten Kosten decken kann. In der Folge kann es durchaus vorkommen, dass Angebote, welche unter dem Grenzpreis liegen, nicht akzeptiert werden.

Die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung ergeben sich aus Options- und Risikoprämiens, Pönaßen, Transaktionskosten und Opportunitätskosten [8]. Mit Opportunitätskosten sind jene Kosten gemeint, welche aufgrund eines suboptimalen Stromverkaufs (Erzeuger) oder eines suboptimalen Stromeinkaufs (Verbraucher) entstehen. Aus Sicht von thermischen Verbrauchern heisst dies konkret:

- Um positive Regelleistung vorhalten zu können, muss mindestens diese Leistung verbraucht und damit am Handel eingekauft werden. Bei einem Abruf wird die entsprechende Leistung nicht verbraucht und damit an Swissgrid geliefert.
- Um negative Regelleistung vorhalten zu können, darf der maximale Verbrauch nicht grösser sein als die installierte Leistung minus die angebotene Regelleistung. Bei einem Abruf muss die abgerufene Leistung dann mehr verbraucht werden.

Die Preise für die Vorhaltung von Regelleistung sind sehr volatil. Die bisherigen Höchstpreise für positive oder negative Regelleistung bewegten sich um 2'000 CHF/MW für einen 4-Stunden-Block. Bei positiver Regelleistung war dies anfangs Februar 2012, bei negativer Regelleistung im April 2013 der Fall. Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Verlauf der Preise im Jahr 2012 für die Blockprodukte der beiden Richtungen.

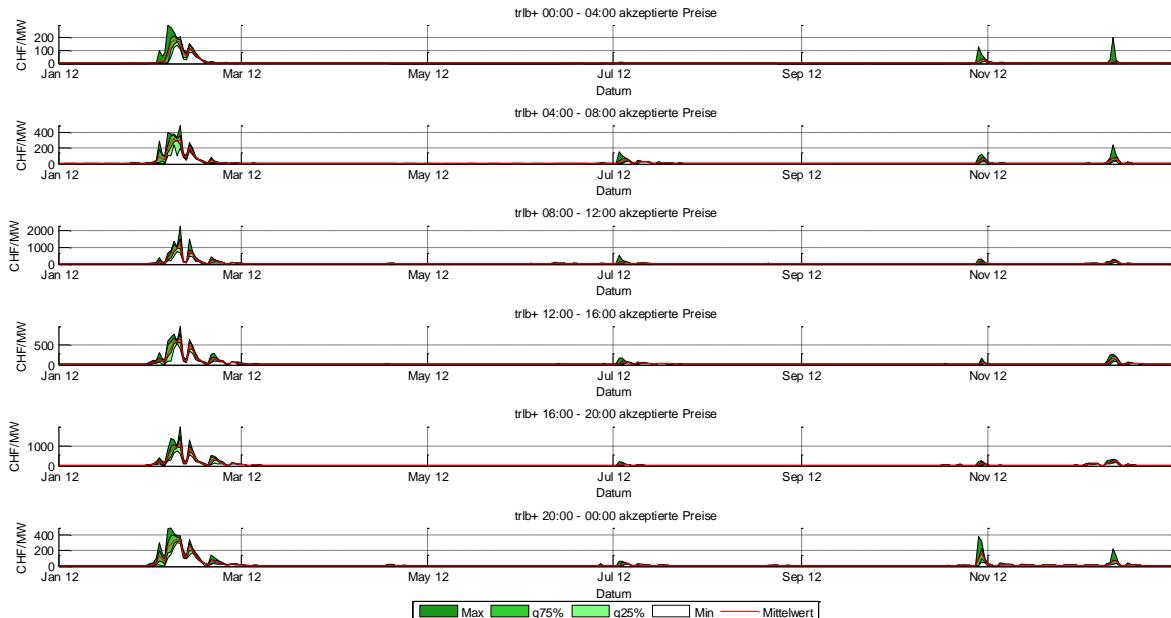


Abbildung 12: Preise für positive Tertiärregelleistungsblöcke im Jahr 2012. Die Preise waren im Februar 2012 als Folge der Kältewelle äusserst hoch. Am Beispiel des Blockes von 08:00 – 12:00 Uhr waren sie teilweise über 2000 CHF pro MW.

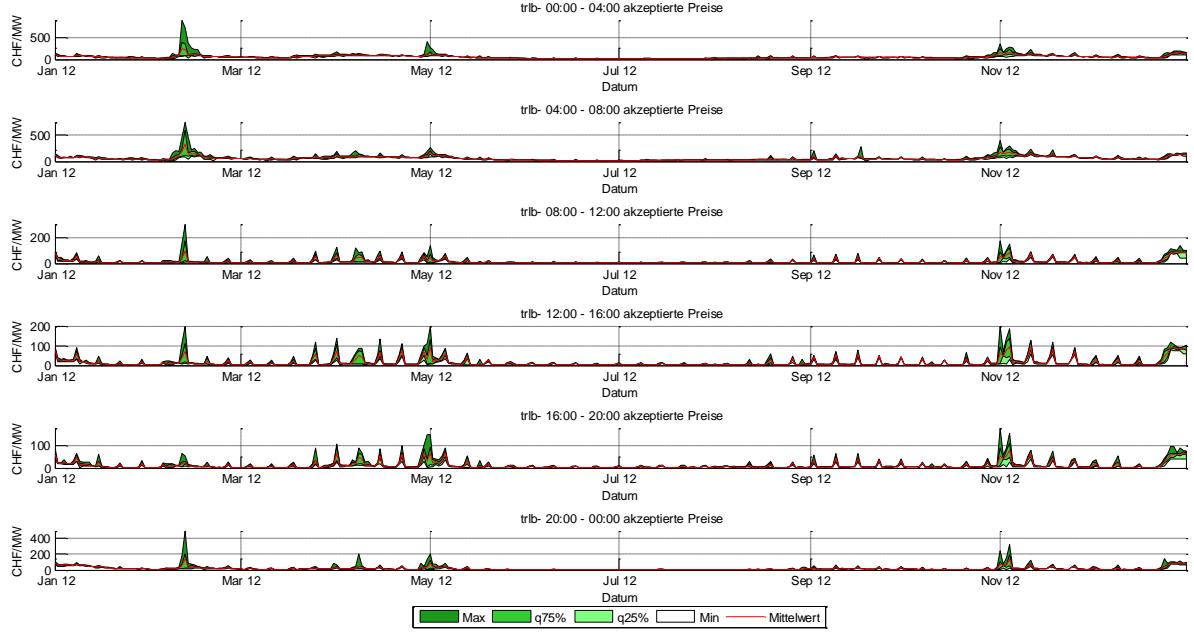


Abbildung 13: Preise für negative Tertiärregelleistungsblöcke. Die Preise sind vor allem in Schwachlastzeiten, also den frühen Morgenstunden sowie an den Wochenenden interessant.

Der Simulator verfügt bei der Entscheidungsfindung der TRL-Blöcke wiederum nicht über das Wissen der tatsächlichen Preise. Mittels Prognosen werden die verschiedenen TRL-Preise inklusive Preis-Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorhergesagt. Dafür wurden verschiedene Prognosemodelle entwickelt. Die Abbildung 14 zeigt einen Ausschnitt der Preisprognosen und dem historischen Preisbereich der akzeptierten Angebote. Die Prognose von Preisen für die Vorhaltung von Regelleistung findet in der Literatur weitaus weniger Beachtung als die Prognose von Spotpreisen. Ein nennenswertes Buch ist jenes von D. J. Swider [9]. Er vergleicht verschiedene Ansätze für die Prognose von Preisen der Leistungsvorhaltung für den deutschen Markt. Viele der relevanten Überlegungen von ihm decken sich mit jenen dieser Arbeit. Seine Modelle sind im Rahmen einer Dissertation entstanden und deshalb ausführlicher als jene von diesem Projekt. Entsprechend erzielte Swider deutlich bessere Resultate in den Prognosen. Allerdings hat die Volatilität der Märkte, die Wahl des untersuchten Zeitraumes sowie das Auktionsverfahren einen entscheidenden Einfluss auf die Prognosegüte. Folglich lässt sich die Güte der Prognosen nur schwer vergleichen. Untersuchungen zu der Güte unserer Prognosen wurden in [1] getätig und ausführlich dokumentiert.

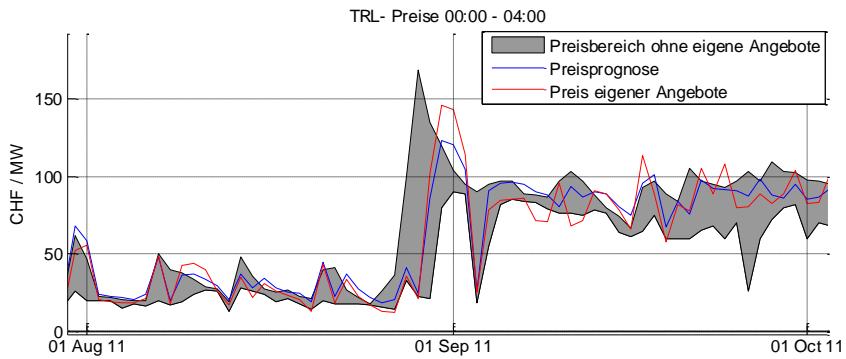


Abbildung 14: Preisprognosen für Tertiärregelleistung. Der graue Bereich markiert den Preisbereich des günstigsten bis zum teuersten historisch akzeptierten Angebotes. In blau dargestellt sind die Preisprognosen, welche idealerweise möglichst nahe dem Grenzpreis liegen sollten. Je nach Angebotsgrösse wurden die Preise noch etwas skaliert, damit der Ertrag optimiert werden konnte (rot).

Im Gegensatz zu den Preisen für die Leistungsvorhaltung werden die Preise für die abgerufene Regelenergie (TRE) nicht publiziert.

Je nachdem, ob ein Anbieter abgerufen werden will oder nicht, werden unterschiedliche Preise für die Regelenergie geboten. Ein Abruf kann interessant sein, weil man so beispielsweise die Möglichkeit hat, günstiger Strom einzukaufen. Nicht interessant ist ein Abruf beispielsweise für ein Laufwasserkraftwerk, das bei einem TRL- Abruf das Wasser über den Überlauf ableitet, anstatt zu turbinieren. So gibt es zahlreiche TRL-Anbieter, welche abgerufen werden wollen. Andere, die nicht abgerufen werden wollen, bieten extreme Energiepreise, das heisst 0 Euro / MWh für TRE- und 3'000 Euro / MWh für TRE+. Jene, die die Energie bei einem Abruf speichern oder aus einem Speicher beziehen können, addieren eine Marge gegenüber den Spotpreisen, so dass ein TRE-Abruf Profite generiert.

Um trotz fehlender Publikation ein Gefühl für die Preise der Regelenergie zu bekommen, wurde der Umweg über die Preise für Ausgleichsenergie gewählt [10]. Die Menge an abgerufener Regelenergie wird in der „Energieübersicht Schweiz“ publiziert [11]. Daraus lassen sich nun die Durchschnittspreise für positive und negative Tertiärregelenergie berechnen. Die Resultate dieser Berechnung sind in Abbildung 15 abgebildet.

Das Verhältnis der Preise von positiver und negativer Regelenergie zu den Spotpreisen für die Zeit zwischen Januar 2011 und Ende Mai 2012 ist in den Histogrammen der Abbildung 16 dargestellt. Durchschnittlich wird auf den Preis für positive Regelenergie gegenüber dem Spotpreis eine Marge von ungefähr 35 % aufgeschlagen, bei negativer etwa 35 % abgezogen. Betrachtet man die Histogramme etwas genauer, so stellt man fest, dass es Fälle gibt, wo mehr als der Spotpreis für TRE- sowie weniger als der Spotpreis für TRE+ geboten wird. Der Grund dafür kann eine ausserbörsliche Beschaffung der Energie mit anderen Preisen als den Spotpreisen sein. Wenn ein Stausee vorhanden ist, kann die Berechnung des Wertes der Energie auch über den Wasserpriest stattfinden. So ist es vorstellbar, dass ein Betreiber eines Pumpspeicherwerk am Wochenende durchaus bereit ist, für negative Regelenergie den Spotpreis oder noch etwas mehr für die Energie zu bezahlen, da diese Energie in der Zukunft teurer wieder verkauft werden kann (Verluste für das Pumpen und Turbinieren müssen berücksichtigt werden).

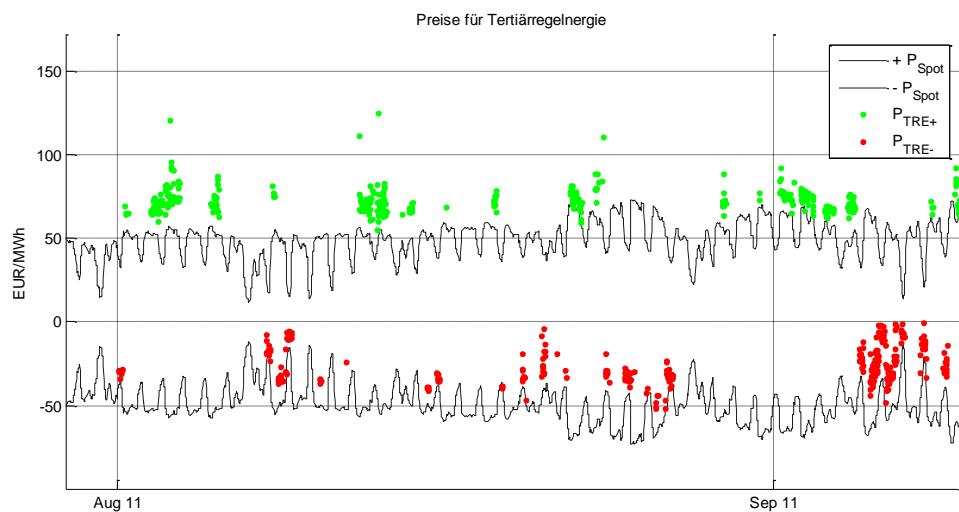


Abbildung 15: Die Preise für Tertiärregelenergie - berechnet aus den Daten der Energiestatistik [11] und der Publikation zu den Kosten für Ausgleichsenergie [10]. Die Preise für negative Tertiärregelenergie sind in der Regel tiefer als der Spotpreis, jene für positive Regelenergie in der Regel höher als der Spotpreis. Ein Abruf mit einer Marge gegenüber dem Spotmarkt ist folglich finanziell interessant, sofern ein Speicher vorhanden ist. (Bildquelle [1])

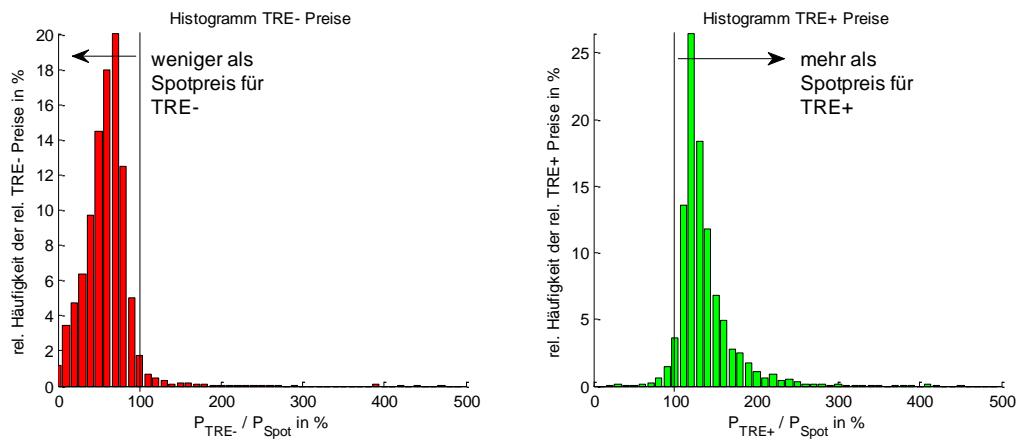


Abbildung 16: Histogramm der Preise von negativer und positiver Tertiärregelenergie im Verhältnis zu den Spotpreisen des jeweiligen Zeitpunktes für die Zeit zwischen 01.01.2011 und 31.05.2012 (Bildquelle [1])

Bei einem Abruf wird die Kombination aller TRE Angebote mit minimalen Gesamtkosten abgerufen, so dass der Bedarf an Regelleistung gedeckt ist, so wie dies auch bei der TRL-Auktion der Fall war. Die TRE Angebote von Blöcken und Wochenbändern werden dabei nicht unterschieden. Bei einem akzeptierten Wochenband kann für alle 42 Blöcke ein separater Energiepreis festgelegt werden. Abbildung 17 zeigt den Abruf von TRL im ersten Quartal 2012. Beispielsweise im Februar 2012 wurde über eine sehr lange Zeit durchgehend positive Regelleistung, teilweise praktisch die gesamte vorgehaltene Regelleistung abgerufen. Für solche Situationen ist es äusserst entscheidend, dass die angebotene Regelleistung auch wirklich während der vollen Zeit abgerufen werden kann.

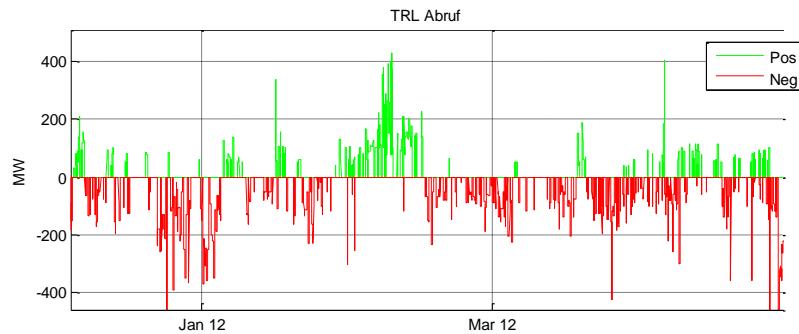


Abbildung 17: TRL Abruf anfangs des Jahres 2012. In den ersten beiden Wochen im Februar wurde oft positive Regel- leistung über lange Zeit abgerufen. Es gab Tage, an welchen durchgehend TRL+ abgerufen wurde.

In der Abbildung 18 ist ein Histogramm der abgerufenen Regelleistung für die Zeit zwischen Januar 2010 und Ende Mai 2012 abgebildet. In ca. 70 % aller Viertelstunden wird keine Regelleistung abgerufen. Wenn ein Abruf stattfindet, dann meistens in der Größenordnung von +/- 50 bis +/- 150 MW.

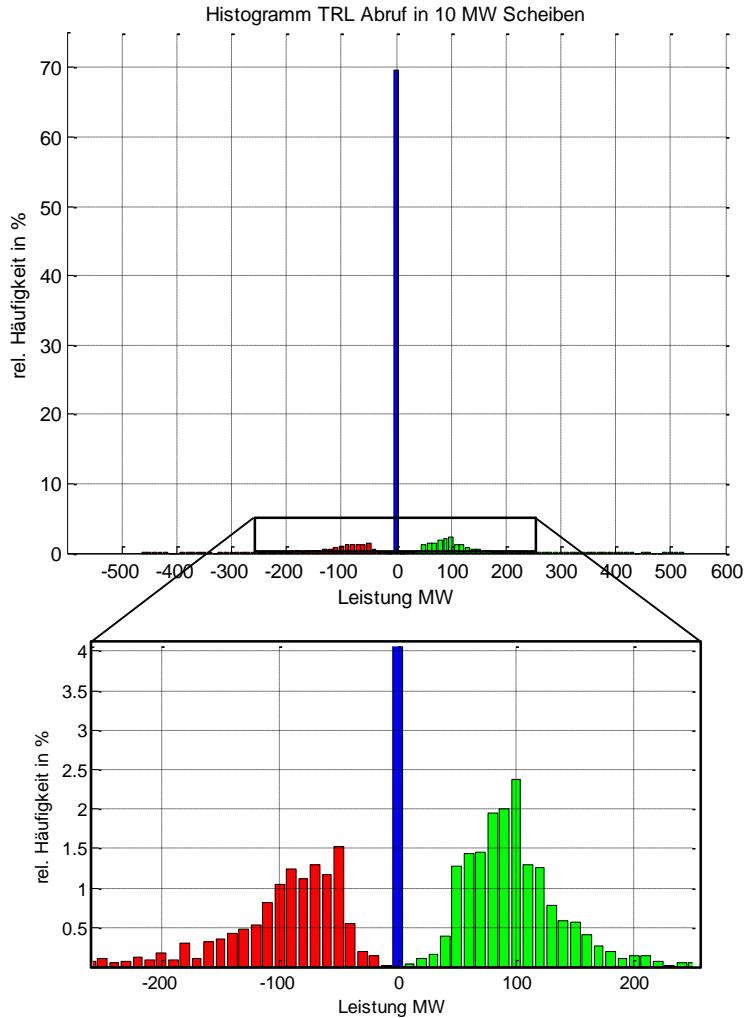


Abbildung 18: Histogramm der abgerufenen Tertiärregelleistung für den Zeitraum 01.01.2010 bis 31.05.2012. In 70 Prozent aller Viertelstundenzeitschritte erfolgte kein Abruf. Wenn ein Abruf stattfindet, dann meistens in der Größenordnung von +/- 50 bis +/- 150 MW. Das untere Histogramm ist eine Vergrösserung des oberen Histogramms. (Bildquelle [1])

2.4 Netzkosten

Bei den Netzkosten gibt es zweierlei Kosten, die zu berücksichtigen sind. Einerseits muss die installierte Kapazität im Verteilnetz (Kabel, Transformatoren) für die zu transportierende Leistung ausreichend sein. Für den Wärmebedarf ist dies kein Problem, dafür wurden die Netze historisch ausgelegt. Anders sieht es aber aus, wenn plötzlich dezentral grosse Leistungen eingespeist werden. Dadurch kann ein Netzausbau notwendig werden. Dieser Netzausbau kann mit innovativen Systemen vermindert werden. Folglich könnten mit solchen smarten Systemen Netzausbaukosten vermindert werden. Gemäss der aktuellen Rechtsprechung der EiCom werden solche Probleme heute (noch) stets auf die klassische Art gelöst – es werden zusätzliche Transport-Kapazitäten gebaut.

Ein anderer Ansatz bei den Netzkosten sind die Kosten, welche an der Übergabestelle zur höheren Netzebene verrechnet werden. Üblicherweise werden hier die jeweiligen Monatspeaks gemittelt über das Jahr mit einem Leistungstarif verrechnet.

Durch übergeordnetes Optimieren der Energiebeschaffung sowie dem Bereitstellen von Regelleistung wird womöglich den lokalen Gegebenheiten im Verteilnetz nicht immer Rechnung getragen. Folglich muss dieser Aspekt unbedingt im Optimierungsmodell vorhanden sein. Ein Abruf negativer Regelleistung zur falschen Zeit, kann zudem die Netzkosten an der Übergabestelle zur höheren Netzebene erhöhen. Dies birgt mitunter ein Konfliktpotenzial, wenn zukünftig bilanzgruppenübergreifend Regelleistung angeboten wird und die Kommunikation nicht ausreichend stattfindet.

Im Rahmen dieses Projektes wurden die Netzkosten zur Netzebene 1 berücksichtigt und gemäss dem Tarif von Swissgrid verrechnet. Der Fokus wurde nicht nur auf die Last des Wärmepools, sondern auf die gesamte Netzlast gelegt. Solange die übrige Last im Netz nicht einen gewissen Level erreicht hat, besteht keine Gefahr von neuen Leistungspeaks und die Netzkosten sind folglich null. Erst ab einem gewissen Level nehmen die Netzkosten zu. Dadurch sollen neue Peaks verhindert oder mindestens mit den verursachten Kosten berücksichtigt werden.

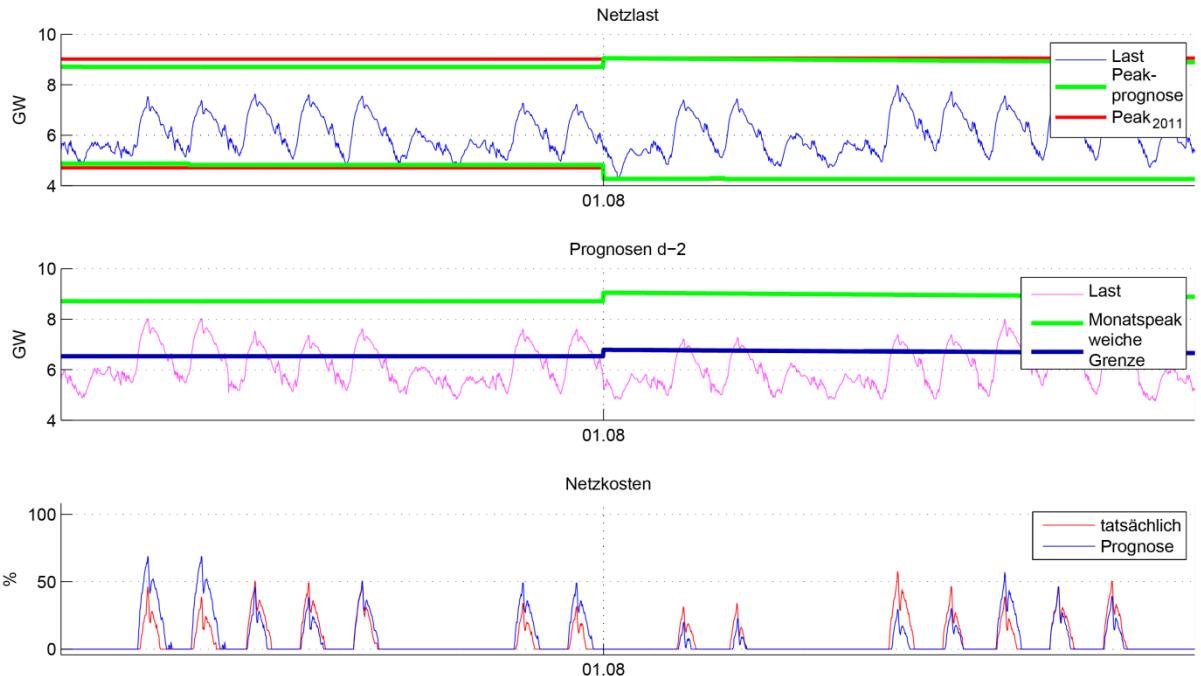


Abbildung 19: Bewertung der Netzkosten. Sobald die Netzlast einen gewissen Level erreicht, entstehen Netzkosten. Schlussendlich verrechnet werden die jeweiligen Anteile am Monatspeak.

3 Simulationen

3.1 Optimierungskaskade

Die Abbildung 20 zeigt das Konzept des Simulators. Der Simulator besteht aus mehreren weitgehend unabhängigen Modulen. Das Herzstück der einzelnen Module sind mathematische Optimierungen mit unterschiedlichen Zielfunktionen und Nebenbedingungen. Die Resultate eines Moduls fliessen als Inputs in das nächste Modul. In jedem Entscheidungsschritt werden sämtliche Opportunitätskosten, die sich später ergeben können, berücksichtigt.

Der Simulator verfügt jeweils nur über das Wissen, dass ihm tatsächlich zur Verfügung stünde (ex-ante Simulation). Daten über die Zukunft, wie Preise oder Wetterdaten, werden mittels Prognosen generiert. Da die verschiedenen Optimierungsschritte unterschiedliche Vorlaufzeiten haben, werden für die jeweiligen Zeitpunkte unterschiedliche Prognosen erstellt. Je näher eine Prognose am Ausführungszeitpunkt ist, desto besser sollte sie sein.

Es gibt eine ganze Reihe an Risikoparametern, die eingestellt werden können. Beispielsweise kann mit der Festlegung der Short-/Long Positionen bestimmt werden, wie viel des Wärmebedarfs am Day-Ahead-Markt beschafft werden soll. Durch Festlegen der Handelsvolumen können allzu extreme Arbitrage-Geschäfte begrenzt werden. Durch Festlegen der Ausgleichsenergiepreise kann die Fahrplanabweichung mehr oder weniger bestraft werden. Die Abrechnung letztendlich wird mit den tatsächlichen historischen Ausgleichsenergiepreisen durchgeführt. Daneben gibt es noch eine Reihe von Strafkosten für die Nichteinhaltung von Komfortvorgaben und so weiter.

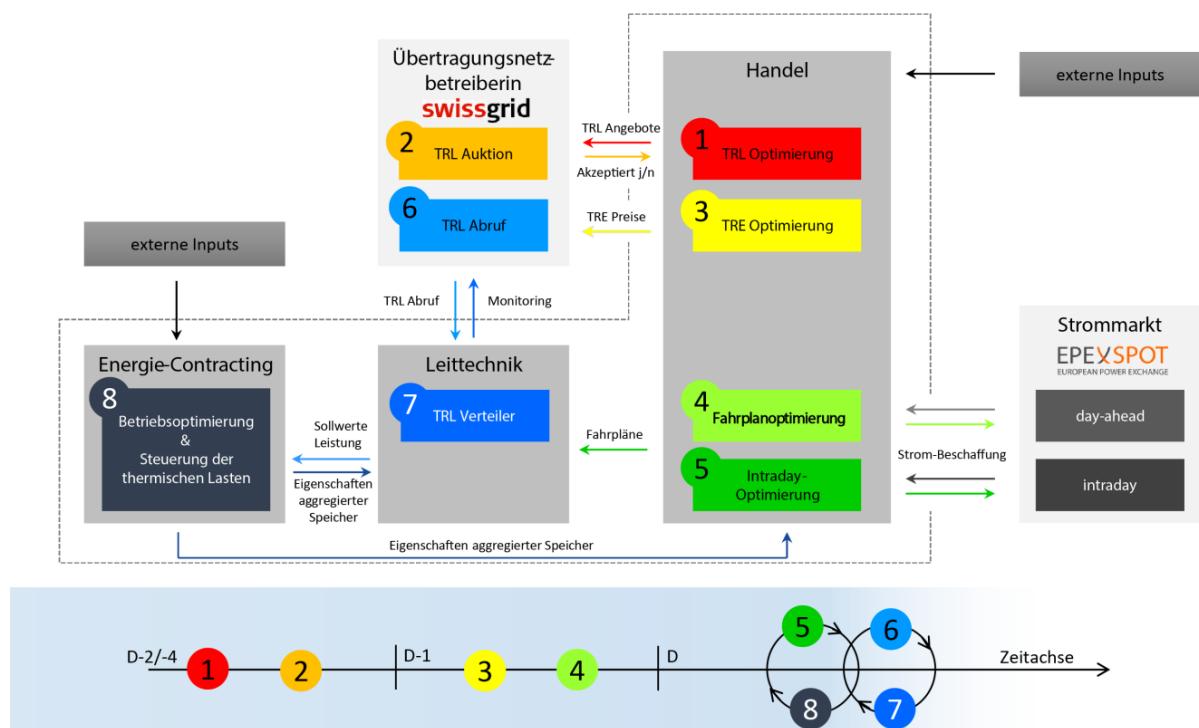


Abbildung 20: Das Konzept des Simulators besteht aus einer Kaskade von Optimierungen. Die jeweiligen Schritte sind nach ihrer zeitlichen Abfolge durchnummieriert.

In einem ersten Schritt werden optimale Angebote für Tertiärregelleistung erzeugt. Dafür müssen entsprechende Preisprognosen erstellt werden. Die TRL-Prognose wurde in Kapitel 2.3 bereits dokumentiert. In der TRL-Optimierung werden anschliessend die optimalen Preis-Mengen-Kombinationen generiert. Es liegt in der Natur der Sache, dass Abrufe von Regelleistung nicht vorhergesehen werden können. Folglich müssen in einer stochastischen Optimierung verschiedene Abrufszenarien berücksichtigt werden. Je nach Szenario ergeben sich unterschiedliche Kosten und Erträge. Ein konkretes Beispiel dieser Kosten und Erträge ist in Abbildung 21 dargestellt. Jede Spalte repräsentiert ein Szenario.

Anschliessend werden die TRL Angebote an Swissgrid übermittelt. Swissgrid als alleinige Nachfragerin von Regelleistung in der Schweiz wählt jene Angebote aus, so dass ihr Bedarf gedeckt ist und insgesamt die geringsten Kosten resultieren. Dies kann dazu führen, dass Angebote oberhalb des Grenzpreises akzeptiert werden oder Angebote abgelehnt werden, obwohl der Preis unter dem Grenzpreis liegt (siehe Abbildung 11). Für jeden Block werden jeweils separate Auktionen durchgeführt – ebenso für positive und negative Regelleistung, täglich also 12 TRL Auktionen. In der Regel finden diese Auktionen zwei Tage vor dem Ausführungstag statt. Daneben findet wöchentlich noch je eine Auktion für positive und negative Wochenbänder statt. Aufgrund der Grösse des Regelpools sind Wochenbänder schwierig anzubieten. Hinzu kommt, dass diese preislich oft nicht interessant sind. Folglich wurde auf Wochenbänder verzichtet. Nach der TRL Auktion bekommen die Anbieter die akzeptierten Angebote bestätigt. Diese müssen nun in der weiteren Planung zwingend berücksichtigt und im Betrieb vorgehalten werden.

Im nächsten Schritt werden die Preise für die Regelenergie festgelegt. Mit diesen Preisen können die Anbieter die Abrufwahrscheinlichkeit beeinflussen. Für die Bestimmung der Tertiärregelenergielpreise (TRE-Preise) werden diese in der Optimierung auf Null gesetzt und die Abrufwahrscheinlichkeiten gemäss den historischen Daten festgelegt. Wiederum wird eine stochastische Optimierung ähnlich zu der TRL-Optimierung durchgeführt. Während bei der TRL-Optimierung Szenarien mit maximal zwei Abrufen in Folge in die gleiche Richtung definiert wurden, wird bei der TRE-Optimierung nun ein vollständiger Szenario-Baum erstellt. Für jeden akzeptierten TRL-Block ergeben sich die Varianten „Abruf“ und „kein Abruf“. Wurde beispielsweise für ein 4-Stunden-Intervall sowohl ein positiver wie auch ein negativer Block akzeptiert, so ergeben sich 3 mögliche Abrufszenarien mit entsprechenden Wahrscheinlichkeiten, nämlich positiver Abruf, negativer Abruf oder kein Abruf. Wenn beispielsweise an einem Tag für alle 6 Blöcke positive und negative Angebote akzeptiert wurden, ergeben sich $3^6 = 729$ Szenarien. In der Folge können die TRE-Preise berechnet werden, indem die Kosten der verschiedenen Szenarien mit und ohne Abruf verglichen werden.

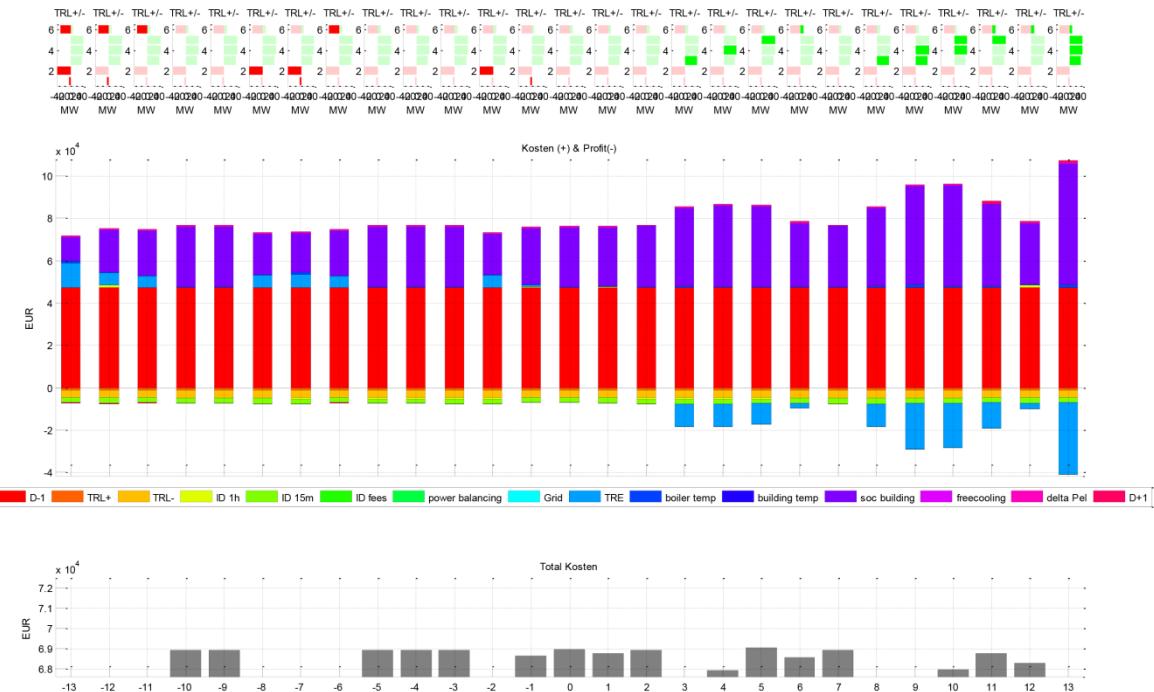


Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung der prognostizierten Kosten der stochastischen Optimierung. Je nach Abrufszenario entstehen unterschiedliche Kosten und Erträge.

Im Schritt 4 wird der optimale Fahrplan erstellt. Die Formulierung der Fahrplanoptimierung ist wiederum ähnlich wie diejenige der TRL-Optimierung. Die wichtigsten Aspekte der Fahrplanoptimierung sind die

Minimierung der Kosten für die Energie sowie die Vorhaltung von genügend Leistungs- und Energiereserven. Welche TRL-Blöcke abgerufen werden und wie lange ein Abruf dauert, ist weiterhin unbekannt. Der Fahrplan wiederspiegelt die Energie, die am nächsten Tag stündlich verbraucht werden wird und deshalb am Vortag an der Day-Ahead-Börse beschafft wird.

Abbildung 22 zeigt exemplarisch den Verlauf der Temperatur im Boilerpool für die verschiedenen Abrufszenarien eines Tages. Sobald ein Abruf getätigkt wird, divergieren die Temperaturen. Je nach Handelsaktivitäten am Intraday-Markt können die Temperaturen bis am Ende des Tages wieder konvergieren. Dies ist aber nicht zwingend.

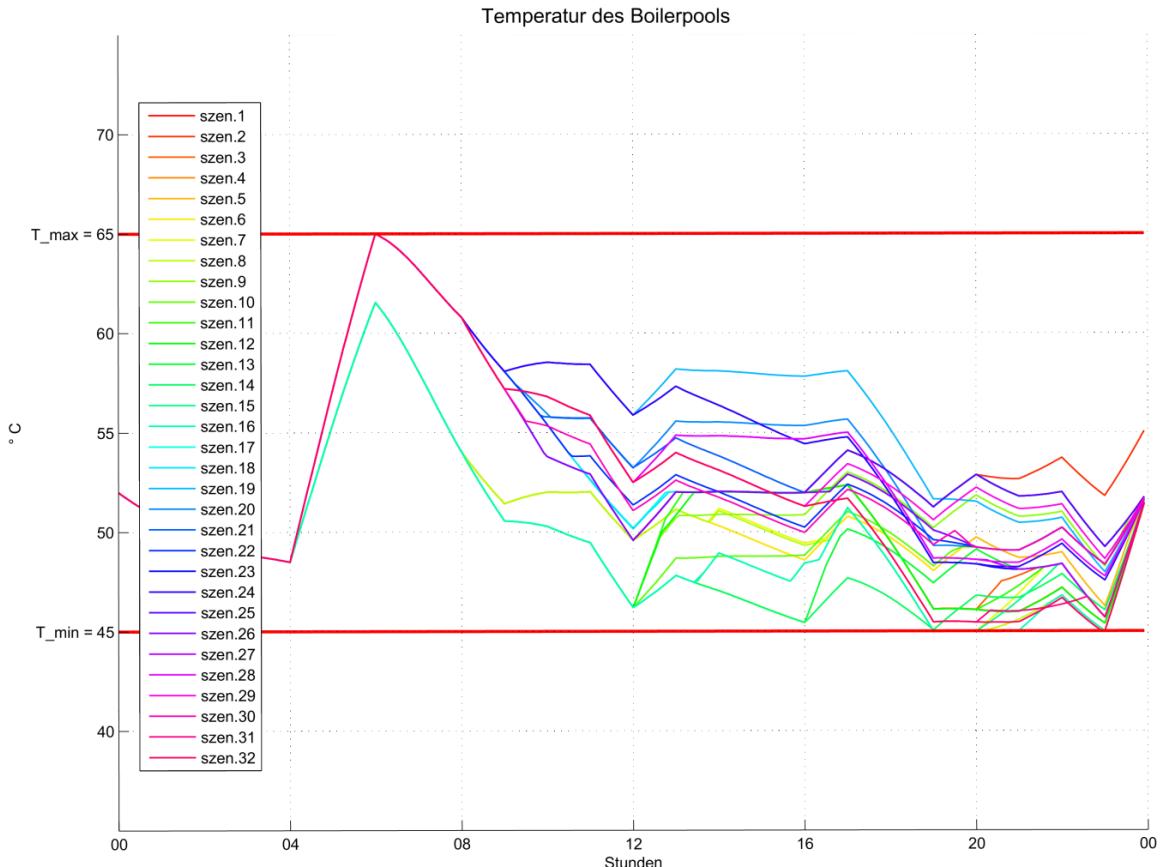


Abbildung 22: Der Temperaturverlauf des Boilerpools in Abhängigkeit der Abrufe von Regelleistung. Dargestellt sind die verschiedenen Verläufe der Szenarien der stochastischen Optimierung.

In Schritt 5 wird die Intraday-Optimierung simuliert. Im Gegensatz zu den bisherigen Optimierungen handelt es sich bei dieser Optimierung nicht um eine einmalige Sache sondern um eine ständig wiederkehrende Aufgabe innerhalb des Tages. Alle 15 Minuten findet eine neue Intraday-Optimierung statt. Damit besteht die Möglichkeit, ständig auf veränderte Markt- und Wettersituationen reagieren zu können. Für jede Optimierung erhält der Simulator neue Prognosedaten. Die Intraday-Optimierung wurde als vorausschauender Regler (MPC-Controller) implementiert. Mit den Modellen der Anlagen und den Prognosedaten kann der Regler für den Vorhersagehorizont die richtigen Entscheide treffen und entsprechende Handelsgeschäfte auslösen.

Die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Szenarios mit mindestens einem Abruf ist eventuell höher, als die Wahrscheinlichkeit, dass kein Abruf stattfindet. Deshalb ist es möglich, dass mit der Fahrplanoptimierung zu wenig oder zu viel Energie eingekauft wurde. Das kann bedeuten, dass der Fahrplan im Intraday-Geschäft angepasst werden muss, falls kein Abruf stattfindet.

Abbildung 23 zeigt das Vorgehen der Intraday-Optimierung visuell. In der obersten Zeile ist der Fahrplan dargestellt, Zeile 2 und 3 zeigen den Verlauf der thermischen Leistungsbilanz sowie des Ladezustandes des Boilerpools, Zeile 4 und 5 zeigen die thermische Leistungsbilanz sowie den Ladezustand des Gebäudepools. Die rote senkrechte Linie markiert den Zeitpunkt, an dem die Simulation im Moment gerade

ist. Die blauen Linien in Zeile 3 und 5 stellen die Prognosen über den weiteren Verlauf dar. Ältere verworfene Strategien sind in grau dargestellt.

In Schritt 6 wird anhand von historischen Abrufdaten und den gebotenen TRE-Preisen entschieden, wann ein Abruf von Regelleistung aus dem Wärmepool stattfindet. Die Entscheidung, welche Angebote bei einem Bedarf an Regelleistung, abgerufen werden, geschieht ähnlich wie die TRL-Auktion. Der Bedarf wird mit der kostenminimalen Kombination gedeckt. Die angebotene Leistung wird entweder ganz oder nicht abgerufen. Neben dem TRE-Preis spielt deshalb auch die Blockgrösse eine Rolle.

In Schritt 7 wird der TRE-Abruf entgegengenommen und auf die Poolteilnehmer verteilt. Grundsätzlich bestünde in einem Pool mit Wasserkraftwerken die Möglichkeit, mittels einer Optimierung den günstigen Lieferant/Bezüger der Regelenergie zu bestimmen. In den Simulationen wurde darauf verzichtet. Ein TRL-Angebot aus dem Wärmepool soll bei einem Abruf auch von ebendiesem verarbeitet werden. Zu beachten ist, dass ein Abruf aus Sicht des Wärmepools unerwartet kommt. Dies ist eine Voraussetzung für eine realitätsnahe Simulation. Wie in der Realität besteht keine Möglichkeit, dass sich der Regler vor dem Abruf strategisch verhält und sich eine bessere Ausgangsposition schafft.

Im letzten Schritt, der Betriebsoptimierung, geht es um das optimale Verteilen der Sollleistung auf die einzelnen Anlagen. Einerseits soll der Fahrplan möglichst eingehalten werden und andererseits soll der Speicherinhalt jeder einzelnen Last innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden. Für Fahrplanabweichungen und Verletzungen der Temperaturgrenzen der thermischen Speicher werden Strafkosten festgelegt. Mit Hilfe der Strafkosten können diese beiden Bedingungen unterschiedlich gewichtet werden. Die Betriebsoptimierung wird wiederum als MPC-Regler implementiert. In jedem Entscheidungsschritt wird ein Zeithorizont in der Zukunft betrachtet und daraus die optimale Entscheidung für den aktuellen Zeitschritt berechnet.

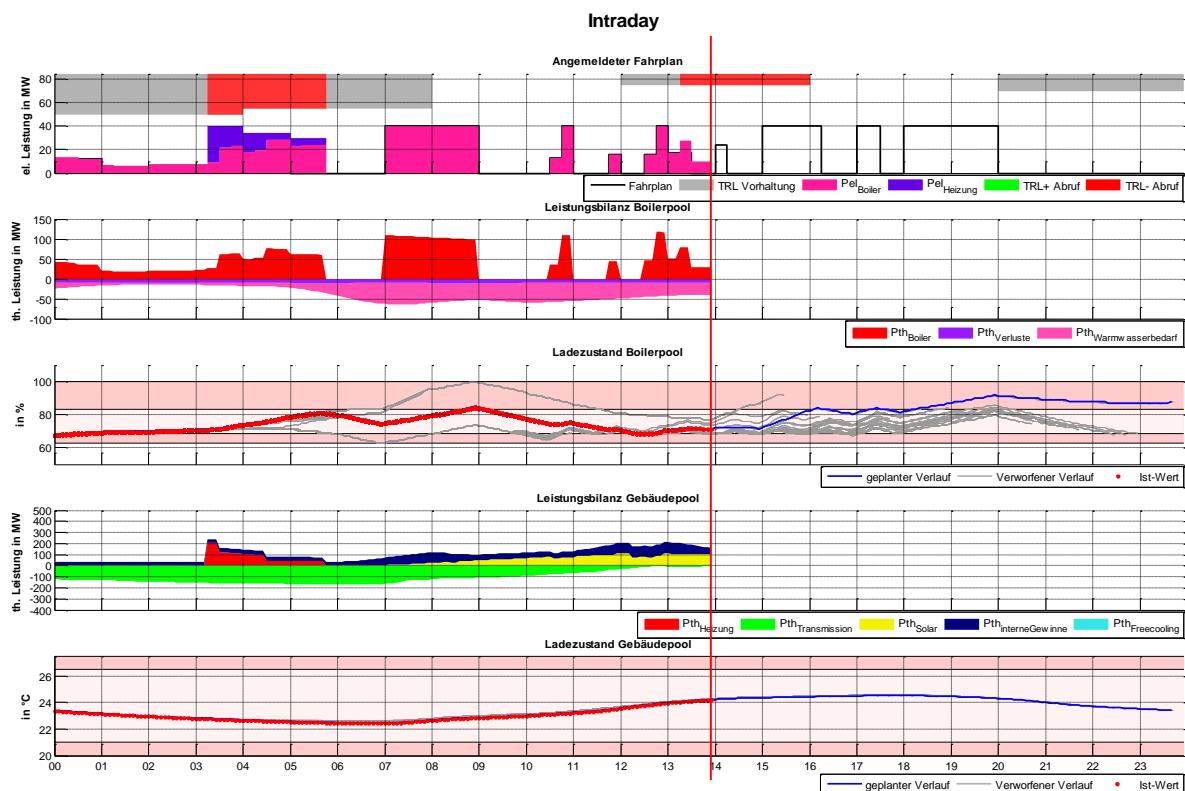


Abbildung 23: Visualisierung der Intraday-Optimierung. In der obersten Zeile ist der Fahrplan dargestellt, Zeile 2 und 3 zeigen den Verlauf der thermischen Leistungsbilanz sowie des Ladezustandes des Boilerpools, Zeile 4 und 5 zeigen die thermische Leistungsbilanz sowie den Ladezustand des Gebäudepools. Die rote senkrechte Linie markiert den Zeitpunkt, an dem die Simulation im Moment gerade ist. Die blauen Linien in Zeile 3 und 5 stellen die Prognosen über den weiteren Verlauf dar. Ältere verworfene Prognosen sind in grau dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Optimierung gelegentlich ihre Strategie ändert, weil beispielsweise marktseitig andere Situationen entstanden sind oder die Wetterprognosen Abweichungen haben.

3.2 Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 2 sind die verschiedenen Szenarien der Simulationen aufgelistet. Im Wesentlichen geht es darum, einige Sensitivitäten quantifizieren zu können.

- Der Basisfall repräsentiert die heutige Betriebsweise.
- In Szenario 1 wird der Wärmepumpenpool mit seiner heutigen Ausstattung gegen den Markt optimiert.
- In Szenario 2 wird dieselbe Optimierung mit doppeltem Boilervolumen durchgeführt. Dies ist interessant für die Contracting-Abteilung. Immer wieder sind sie mit der Frage konfrontiert, ob ein grösserer Boiler sinnvoll wäre, oder der Platz für andere Zwecke verwendet werden kann. Sobald der Wert der zusätzlichen Flexibilität bekannt ist, kann diese Frage mit Berücksichtigung einer zusätzlichen Dimension beantwortet werden.
- In Szenario 3 geht es darum, dass zwei Stunden nach einem Abruf ein Ausgleich der Energie am Intraday-Handel unterbunden wird. Je nach Situation kann es nämlich sein, dass nur sehr wenig Liquidität an der Börse vorhanden ist.
- In Szenario 4 ist die Arbeitszeit der Händler auf Bürozeiten festgelegt worden. Viele mittelgrosse und kleine EVUs betreiben keinen 24-Stunden-Handel. Inwiefern hat dies Einfluss auf die Erträge?

Die Antwort auf diese Frage und weitere Ergebnisse sind im nächsten Kapitel aufgelistet.

		Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Märkte	Ist-Situation	x				
	Day-Ahead Intraday TRL		x	x	x	x
Lasten	Boiler & Gebäude	Für alle Szenarien identisch, entsprechend dem bisherigen Pool von 5000 Einheiten				
	Speichervolumen Boiler	1x	1x	2x	1x	1x
Intraday-Parameter	Preise	Intraday Spreads der gewichteten Durchschnittspreise aus Deutschland den Schweizer Spotpreisen überlagern				
	Vorlaufszeit	60 Minuten				
	Sperrzeit für Intraday- Geschäfte nach einem Abruf	(nicht relevant)	Nur während des Abrufs	Nur während des Abrufs	Während des Abrufs & 2 Stunden danach	Nur während des Abrufs
	Begrenzung der Handelsvolumen	(nicht relevant)	+- 40 MW			
	Arbeitszeit der Händler	(nicht relevant)	24 h	24 h	24 h	08:00 – 17:00

Tabelle 2: Übersicht der Szenarien. Der Basisfall wiederspiegelt die heutige Betriebsweise. In den Szenarien 1-4 wird die Betriebsweise gegen den Markt optimiert.

4 Ergebnisse

Im Rahmen dieses Projektes wurden verschiedene Ergebnisse erzielt. Die quantitativen Ergebnisse werden in separaten Unterkapiteln präsentiert. Um die quantitativen Ergebnisse erreichen zu können, wurden nachfolgende Arbeitsschritte erledigt:

- In Zusammenarbeit mit der ETH Zürich wurde zwischen März und August 2012 eine Masterarbeit durchgeführt [1]. Im Rahmen dieser Arbeit wurden wesentliche Beiträge für das WARMup-Projekt erarbeitet. Der Fokus der Masterarbeit lag auf der Vorhaltung von Tertiärregelleistung für den Schweizer Markt.
- Die historischen Entwicklungen auf dem schweizerischen Markt für Regelleistung wurden ausgiebig analysiert und entsprechende Preis-Prognosemodelle entwickelt. Die Erkenntnisse sind ausführlich in [1] dokumentiert und mit Illustrationen versehen.
- Es wurden drei Workshops zu den Themen Anwendungen, Modellierung und ICT-Architektur mit den Projektpartnern durchgeführt. Die zahlreichen Inputs der Teilnehmer wurden aufgearbeitet und nach ihrer strategischen Relevanz bewertet.
- Modelle für Warmwasserspeicher und Gebäude wurden erstellt. Anhand von Messdaten realer Anlagen wurden die Modellparameter identifiziert. Die Resultate wurden in Kapitel 2.2 dieses Berichtes präsentiert.
- Anhand der deutschen Intraday-Preisen wurden ausgiebig fundamentale Einflussfaktoren auf die Preise untersucht. Verschiedene Preismuster konnten identifiziert werden. Anhand von Zeitreihenanalysen konnten verschiedene Prognosemodelle erstellt und in einem Benchmark verglichen werden.
- Es wurde eine Simulationssoftware mittels Matlab implementiert. Der Simulator bildet sowohl Bieter- wie Abrufprozesse, sämtliche Marktentscheidungen sowie das thermische Verhalten von Boilern und Gebäuden ab. Mit diesem Simulator war es möglich, einen Wärmepool bestehend aus 5000 Anlagen, optimal zu bewirtschaften und den Benefit zu quantifizieren.
- Zusammen mit den Projektpartnern wurden Szenarien für die Simulationen definiert. Der Basisfall repräsentiert die heutige Betriebsweise und wurde entsprechend modelliert. Daneben wurden vier verschiedene Szenarien berechnet. Mithilfe dieser Ergebnisse ist es möglich, Sensitivitäten zu quantifizieren.
- Für die D-A-CH Konferenz „Energieinformatik“ in Wien wurde zusammen mit der ETH Zürich ein Paper verfasst. Dieses ist sehr gut bewertet worden und konnte vor Ort präsentiert werden.
- Parallel zu den Abschlussarbeiten wurden diverse Gespräche über mögliche Folgeprojekte geführt. Noch vor Abschluss der ersten WARMup-Phase konnte ein sehr interessantes Pilotprojekt initiiert werden.

Wärmepumpen sind Lasten im Stromsystem. Sie wandeln die elektrische Energie in thermische Energie. Wärmepumpen mit Speichern können aber auch Erbringer von Systemdienstleistungen sein. In den nachfolgenden Kapiteln werden die quantitativen Ergebnisse präsentiert.

4.1 Energiegeschäfte

Primär bezieht ein Pool vieler Wärmepumpen-Anlagen viel elektrische Energie. Bereits Optimierungen im kleinen Prozentbereich können absolut grosse Erträge generieren. Die Energie kann auf unterschiedliche Weise beschafft werden. Ein grosses EVU mit eigenen Produktionskapazitäten wird den Bedarf meistens mit den eigenen Kraftwerken decken. Daneben besteht die Option, die Energie am Markt zu beschaffen. Bisher wurde diese Beschaffung jeweils am Vortag an der Day-Ahead-Börse getätigt. Neu seit Juni dieses Jahres sind in der Schweiz auch während des Tages Geschäfte an der sogenannten Intraday-Börse möglich. Bisher waren Intraday-Geschäfte lediglich bilateral möglich (OTC). Mit der Einführung der Intraday-Börse wurden zugleich auch standardisierte Viertelstundenprodukte mit einer Mindestgrösse von 0.1 MW eingeführt. Der Trend geht klar in Richtung kurzfristiger Handelsgeschäfte mit kleineren Volumen.

Es gibt vielerlei Optimierungsziele. Aus monetärer Sicht am sinnvollsten ist es, die Beschaffung der Energie zu optimieren, da dies der grösste Kostenblock ist. Dies kann einerseits auf vertraglicher Ebene mit optimaler Langzeitbeschaffung und guten Preisen erreicht werden, andererseits können die Wärmepumpen auch einfach dann betrieben werden, wenn die Strompreise günstig sind. Diese Ansätze sind an und für sich nichts Neues und werden bereits seit Jahrzehnten durch den Hoch- und Niedertarif gefördert [12]. Neu ist lediglich, dass die Preise nicht mehr per se hoch sind während des Tages und günstig während der Nacht. Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Sonnenenergie mit ihrer Spitze am Mittag sind die Preise auch während des Tages durchaus attraktiv. Es ist davon auszugehen, dass die Tarife in Zukunft dynamischer werden und damit auch das Lastmanagement. Aus Sicht eines EVUs ist es sinnvoll, das Potenzial der Flexibilität mit den Preisen an der Spotbörse zu bewerten – so wurde es in diesem Projekt gemacht.

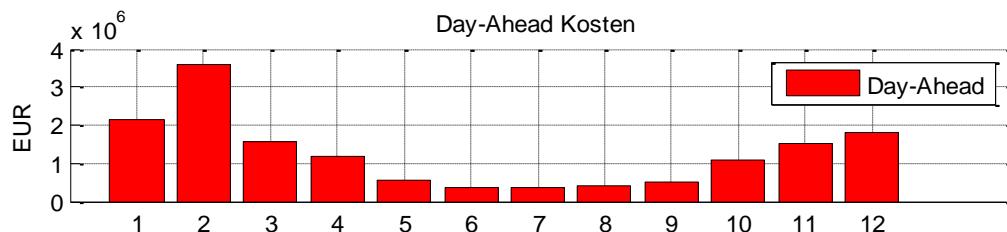


Abbildung 24: Die resultierenden Kosten aufgrund der Beschaffung an der Vortages-Börse mit der heutigen Betriebsweise.

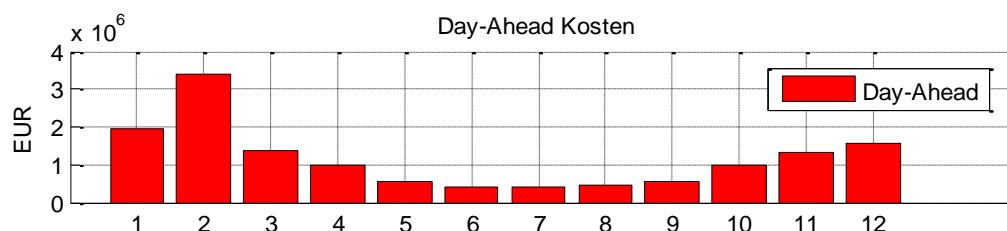


Abbildung 25: Die resultierenden Kosten aufgrund der Beschaffung an der Vortages-Börse bei optimierter Betriebsweise (Szenario 1). Die Kosten in den Wintermonaten sind etwas tiefer als bei der heutigen Betriebsweise.

Die Abbildung 24 zeigt die Kosten der Beschaffung am Vortag an der EPEX-Börse bei heutiger Betriebsweise. Es wurde davon ausgegangen, dass bereits einzelne Optimierungen bezüglich Hoch- und Niedertarif in der heutigen Betriebsweise implementiert wurden. Beispielsweise sind bei den untersuchten Anlagen zeitlich variable Ein- und Ausschalttemperaturen festgelegt, mit denen erreicht wird, dass die Boiler vorwiegend in der Nacht geladen werden. Ähnlich dem Wärmebedarf sieht man auch an den Kosten einen saisonalen Verlauf. Im Februar 2012 war es äusserst kalt in Europa und folglich waren hier die Kosten mit Abstand am höchsten. Im Vergleich dazu zeigt die Abbildung 25 die Kosten im Szenario 1. Qualitativ zeigt sich ein ähnlicher Verlauf. Quantitativ lässt sich aber erkennen, dass in den Wintermonaten die Kosten leicht gesunken sind. Idealerweise wird man in einer späteren Phase auch Kälteleisten mit saisonal entgegengesetztem Bedarf im Pool integrieren. Dadurch ergibt sich auch im Sommer ein grösseres Potenzial für Optimierungen.

In Tabelle 3 sind die jährlichen Kosten für die Day-Ahead-Beschaffung der verschiedenen Szenarien aufgelistet. Gegenüber dem Basisfall konnten Einsparungen im Bereich von etwa 7 – 11 % erreicht werden. Im Szenario 4 sind mehr Einsparungen möglich, weil die Intraday-Handelstätigkeit auf die Bürozeiten eingeschränkt wurde. Wenn die Flexibilität weniger auf dem Intraday-Markt verwertet wird, dann kann diese mehr bei der Fahrplanoptimierung verwertet werden. Einsparungen sind teilweise auch deshalb realisiert worden, weil ein Teil der Energie später am Intraday-Markt beschafft wurde. Anhand den nachfolgenden Zahlen lässt sich erkennen, dass die prozentual kleinen Unterschiede absolut viel ausmachen. Bei Einsparungen von etwa 7 % ergeben sich absolut Beträge von etwa 1 Mio. Euro.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Day-Ahead-Kosten in EUR	15'065'920	13'972'025	14'003'138	13'989'466	13'362'442
Intraday Erträge in EUR	0	1'672'185	1'843'490	1'672'094	583'486
Differenz der Energiekosten gegenüber dem Basisfall		-18 %	-19 %	-18 %	-15%

Tabelle 3: Vergleich der Energiekosten aufgrund von Einsparungen bei der Day-Ahead-Beschaffung sowie Erträgen aus dem Intraday-Handel mit dem Basisfall.

Wie eingangs dieses Kapitels erwähnt, kann die Energie neuerdings auch am Intraday-Markt beschafft werden. Die Tabelle 3 zeigt die Erträge, die im Intraday-Handel erzielt worden sind. Die Erträge kommen daher, weil ein Teil der Energie, die am Vortag eingekauft wurde, oder die aufgrund eines Regelenergieabrufs bezogen wurde, innerhalb des Tages wieder verkauft wurde. Umgekehrt sind Kosten entstanden, wenn am Vortag zu wenig Energie eingekauft, oder bei einem Regelenergieabruft Energie geliefert wurde und diese intraday beschafft werden musste. Alles in allem resultieren grosse Erträge in sämtlichen Szenarien. Da im Basisfall kein Intraday-Handel stattgefunden hat, wurden diese Erträge zusammen mit den Einsparungen aus der Day-Ahead-Beschaffung im Verhältnis zu den Day-Ahead-Kosten im Basisfall verglichen. In den Szenarien 1 – 3 wurden Intraday Erträge in der Größenordnung 1.5 – 2 Mio Euro erzielt. Szenario 4 zeigt Erträge von nur etwa einer halben Mio. Euro, weil die Händler hier nur zu Bürozeiten (08:00 - 17:00 Uhr) Intraday-Geschäfte getätigt haben. Natürlich wäre es auch möglich, bereits am Vortag Intraday-Geschäfte für den nächsten Tag zu platzieren. Weil der Markt aber meist erst kurz vor Handelsschluss liquide wird (weil sich beispielsweise kurzfristig Prognoseabweichungen ergeben haben), wurde von dieser Möglichkeit abgesehen. Als Gegenspieler zur Produktion können sich aber durchaus auch in nicht liquiden Zeiten interessante Möglichkeiten am Markt ergeben.

Da der Intraday-Markt in der Schweiz erst im 2013 gestartet ist, wurden für die Simulationen des Jahres 2012 die Preisdifferenzen des deutschen Marktes gegenüber deren Day-Ahead-Preisen auf die Schweizer Day-Ahead-Preise überlagert. Wie sich die Preise auf dem Schweizer Intraday-Markt entwickeln, wird sich zeigen. Im Moment sind Aussagen schwierig, weil die Liquidität am Schweizer Markt eher bescheiden ist. Tatsache ist aber, dass auch in Deutschland Energie eingekauft werden kann. Voraussetzung dafür ist, dass die physischen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Die EPEX hat die Auktion der Kapazitäten integriert, so dass mit dem Kauf von Energie implizit auch die entsprechende Kapazität erworben wird. Engpässe zeichnen sich im Moment vor allem beim Import aus Deutschland in den Wintermonaten ab. Der bestehende Nord-Süd-Fluss lässt nur noch wenige Möglichkeiten von Importen aus Deutschland zu. Dies ist vor allem deshalb nicht ideal, weil in Winterzeiten in Deutschland viel Windstrom zur Verfügung stünde und so die saisonalen Schwankungen von Solarstrom kompensiert werden könnten. In den restlichen Zeiten und Richtungen sollten in der Regel Intraday-Geschäfte möglich sein. Ein interessanter Punkt ist die Tatsache, dass es keine „All or nothing“ Order im Intraday-Markt gibt. Insofern ist es möglich, dass ein Nachfrager mit 0.1 MW einem Anbieter von 20 MW sein Geschäft „vermasseln“ kann.

Neben den Beschaffungskosten von Energie wurden auch die Kosten für Ausgleichsenergie ausgewertet. Ausgleichsenergiiekosten entstehen dann, wenn der Verbrauch von Energie nicht mit dem vorher angemeldeten Fahrplan übereinstimmt. Als Folge davon wird die Energie mit einem Aufschlag gegenüber dem Spotpreis verrechnet. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse dieser Auswertung. Betrachtet man nur die Ausgleichsenergiiekosten für sich, so wurden diese massiv gesenkt gegenüber dem Basisfall. Im Verhältnis zu den Day-Ahead-Kosten sind die Kosteneinsparungen aber vernachlässigbar. Die Kosteneinsparungen sind in der Größenordnung von 0.1 % gegenüber den Day-Ahead-Kosten. In der Simulation wurde davon ausgegangen, dass eine Bilanzgruppe (BG) mit eigener Produktion die Bilanz ihrer BG bereits heute ausregelt. Dieses Ausregeln von Bilanzgruppen ist nicht im Sinne von Swissgrid. Diese ist der Ansicht, dass die Aufgabe des Ausregelns einzig dem Netzbetreiber zusteht.

Einzelne EVUs teilen diese Meinung nicht und folglich wird in diesem Zusammenhang oft auch von einem Tabuthema gesprochen. Auf jeden Fall, wird es aber umstritten sein, dass durch Lastmanagement einem anderen Kosten entstehen, beispielsweise weil eine BG plötzlich nicht mehr ausgeglichen ist und Ausgleichsenergiokosten bezahlen muss, oder weil aufgrund von Lastmanagement neue Lastspitzen und damit höhere Netzkosten entstehen. Dieser Punkt wird spätestens dann zu reden geben, wenn die Regelpools so gross geworden sind, dass man die Auswirkungen andernorts bemerkt.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Ausgleichsenergiokosten in EUR	-15'562	405	-155	520	7'742

Tabelle 4: Vergleich der Ausgleichsenergiokosten. Die Beträge sind äusserst bescheiden im Verhältnis zu den Day-Ahead-Kosten.

4.2 Systemdienstleistungen

Die Flexibilität von thermischen Lasten mit Speichern können auch dazu genutzt werden, um Systemdienstleistungen anzubieten. Im diesem Projekt wurde die Option, Tertiärregelleistung anzubieten, genauer untersucht. Tertiärregelleistung bietet sich vor allem aufgrund der technischen Anforderungen sowie den verfügbaren Produkten besonders an. In der Simulation wurden sowohl der Bieter- wie auch die Auktion und der Abrufprozess simuliert. Nachfolgende Abbildung zeigt die Resultate des ersten Halbjahres eines der Szenarien. Es ist zu erkennen, dass mehr negative als positive Regelleistung angeboten wurde. Dies liegt vor allem daran, dass bei Lasten einfacher negative Regelleistung angeboten werden kann. Für die Vorhaltung von negativer Regelleistung muss einfach das Potenzial, mehr Leistung zu verbrauchen, reserviert werden. Die Anlagen können dafür auch ausgeschaltet sein. Bedingung ist bei TRL, dass die Regelleistung 15 Minuten nach Abruf zur Verfügung steht. Diese Anforderung kann mit Wärmepumpen problemlos erfüllt werden.

Auffällig ist zudem die Tatsache, dass Anfang Februar keine Regelleistung angeboten wurde. Dies liegt daran, dass aufgrund der Kältewelle der Wärmebedarf dermassen hoch war, dass keine Flexibilität mehr vorhanden war. TRL Angebote hätten aufgrund der äusserst hohen TRL+ Preise in dieser Zeit hohe Erträge generiert.

In Tabelle 5 sind die Erträge aufgrund der Vorhaltung von Regelleistung aufgelistet. Diese bewegen sich alle etwa in der gleichen Größenordnung. Aufgrund der minimalen Unterschiede lassen sich kaum Aussagen bezüglich der Sensitivitäten machen. Sowohl grössere Speicher wie auch weniger Intraday-Handelstätigkeit scheinen etwas mehr TRL zu ermöglichen.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
TRL+ in CHF	0	316'964	344'516	332'615	354'172
TRL- in CHF	0	806'144	825'835	806'100	817'540
Total in CHF	0	1'123'109	1'170'352	1'138'715	1'171'711

Tabelle 5: Vergleich der Erträge aus der Vorhaltung von Tertiärregelleistung.

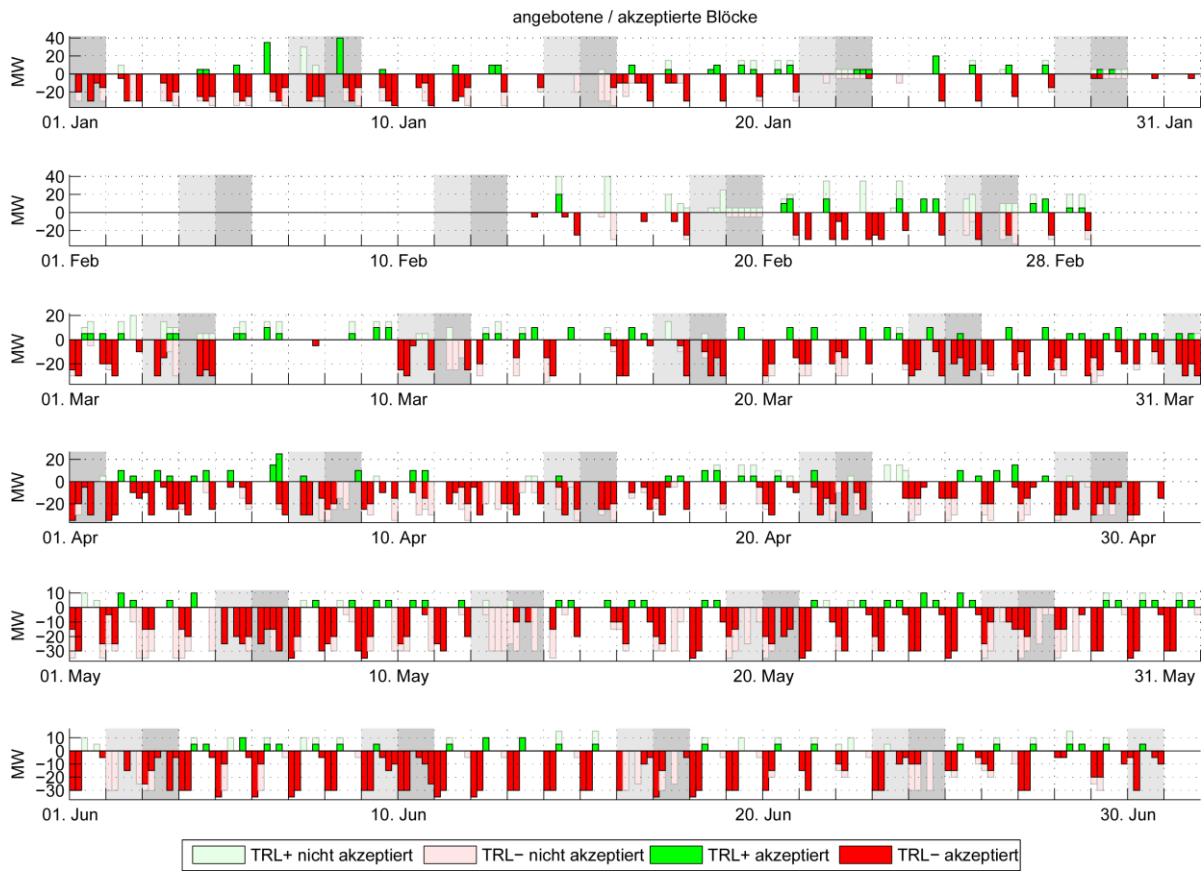


Abbildung 26: Resultierende TRL-Blöcke aus einer der Simulationen für das erste Halbjahr 2012. Anfang Februar resultierten trotz äusserst attraktiven TRL+ Preisen keine Angebote, da der Heizbedarf dermassen hoch war, dass keine Flexibilität mehr vorhanden war.

In Abbildung 27 sind die in der Simulation ereigneten Abrufe blau hervorgehoben. Es kommt relativ selten zu Abrufen. Es ist aber mehrmals vorgekommen, dass über längere Zeit Regelleistung abgerufen wurde. Es wurde penibel darauf geachtet, dass sämtliche Regelleistung vorgehalten wurde. Dieses Kriterium war eine harte Nebenbedingung in der Optimierung. Die kritische Grösse war weniger die Leistungsvorhaltung als vielmehr die Speicherkapazität. Bei länger andauernden Abrufen gelangen Kurzzeitspeicher an ihre Grenzen. Die Möglichkeit, Wärme einem Anergie- oder Fernwärmennetz zuzuführen oder diesem zu entnehmen, war leider nicht gegeben. Entsprechende Ideen können hilfreiche Inputs für Planer von Heizungskonzepten sein, damit die zukünftige Generation an Anlagen diesbezüglich flexibler gebaut wird.

Abbildung 28 zeigt einen Ausschnitt der abgerufenen Regelleistung von Ende April bis Anfang Mai 2012. Einerseits ist an den transparenten Flächen zu erkennen, dass durchaus die gesamte Regelleistung abgerufen werden kann. Besonders am 29. April 2012 wurde zudem während des ganzen Tages negative Regelleistung abgerufen. Die Grafik für das ganze Jahr ins im Anhang zu finden.

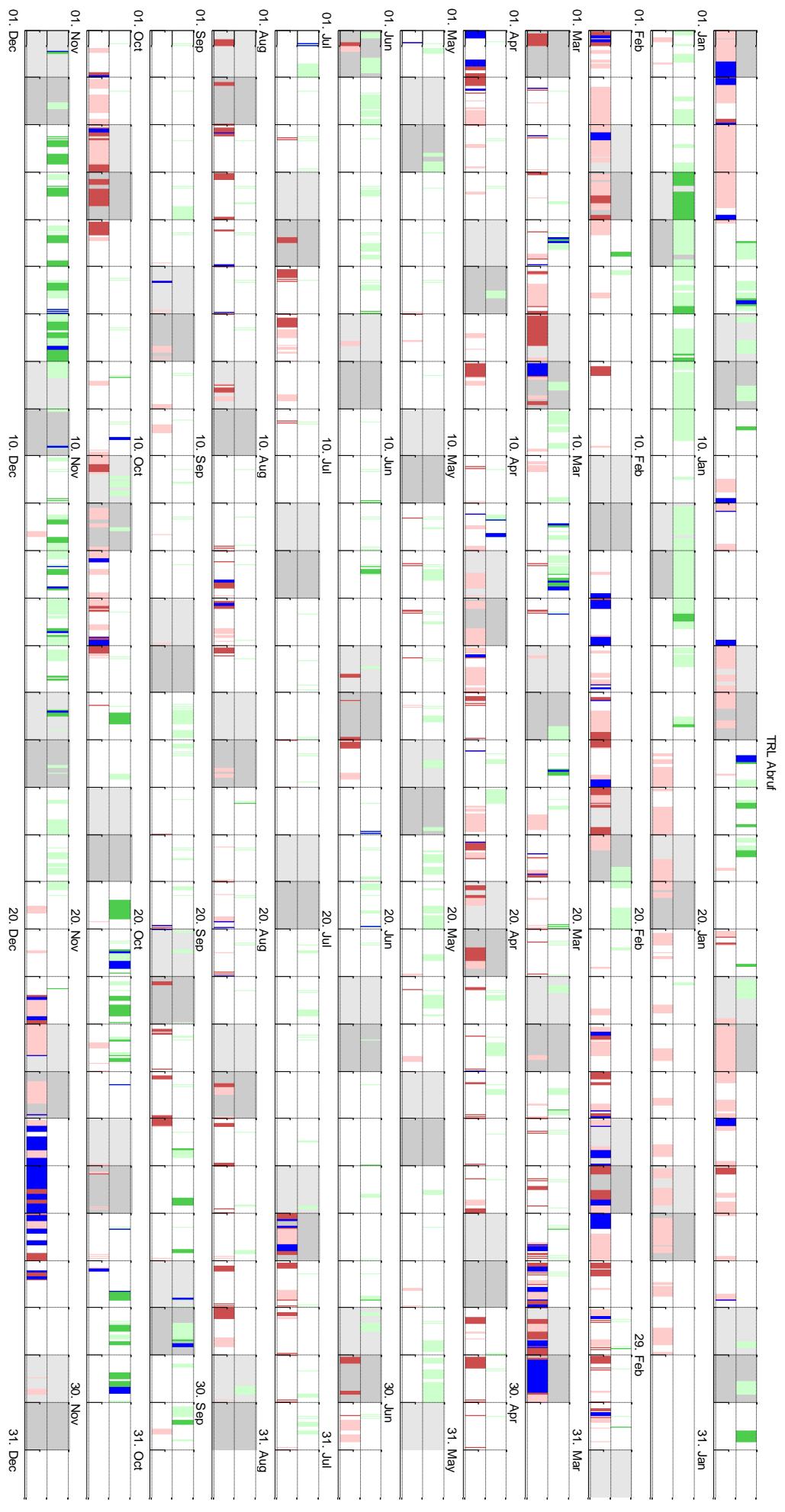


Abbildung 27: Übersicht der Abrufe von Regelleistung im Szenario 1. Die Abrufe kommen relativ selten vor, können aber durchaus über längere Zeiten auftreten, beispielsweise Ende April 2012 oder an Weihnachten.

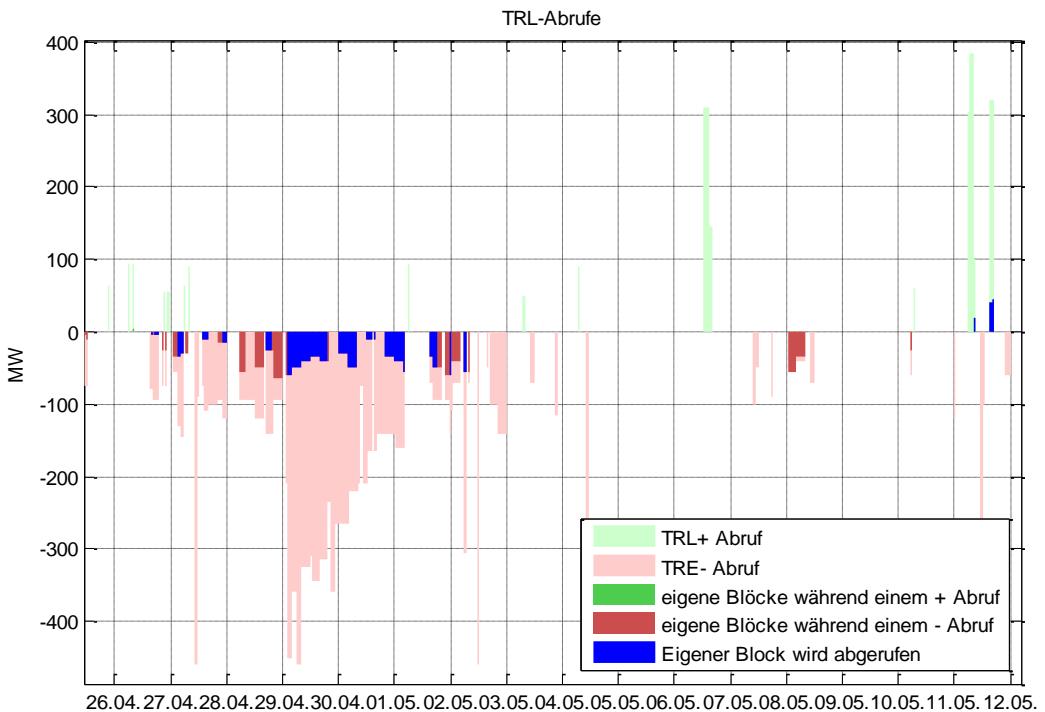


Abbildung 28: Übersicht der quantitativ abgerufenen Regelleistung. Es gab durchaus Zeiten, wo die volle Regelleistung abgerufen wird. Beispielsweise am 29.04.2012 wurden bis zu 460 MW TRL- abgerufen. In der anderen Richtung gab es am 11.05.2012 sehr grosse Abrufe. Zum damaligen Zeitpunkt wurden grössere Mengen an Regelleistung vorgehalten, als dies im 2013 der Fall ist. Der Bedarf wird regelmässig von Swissgrid überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Mit den Preisen für die Regelenergie kann der Anbieter die Abrufwahrscheinlichkeit beeinflussen. Bei extremen Preisen ist in der Regel davon auszugehen, dass kein Abruf stattfinden wird. Trotzdem sind aber durchaus „nicht gewollte“ Abrufe möglich. In den Simulationen gab es mehrere Fälle von Abrufen von Regelleistung trotz extremer Preise. Nachfolgend sind die Zeiten, bei denen ein Abruf aus dem Wärmepool trotz extremer Preise stattgefunden hat, aufgelistet:

02.01.2012	00:15 - 04:00	TRL-
25.03.2012	17:15 - 20:00	TRL-
29.04.2012	02:15 - 19:15	TRL-
25.12.2012	00:00 - 08:00	TRL-
27.12.2012	05:00 - 09:30	TRL-

Es waren allesamt Abrufe von negativer Regelleistung. Zum Teil wurde die ganze in der Regelzone vorgehaltene Regelleistung abgerufen. Im Jahr 2012 gab es also einige extreme Ereignisse, die Swissgrid zu meistern hatte. Die Extremereignisse im Februar 2012 fehlen in obiger Liste deshalb, weil in dieser Zeit keine Angebote aus dem Wärmepool möglich waren.

Die Abrufe konnten in allen Szenarien etwa gleich gut erbracht werden. Es gibt vereinzelt kleine Abweichungen. Diese verschwinden im üblichen Lastrauschen und könnten in Realität nicht nachgewiesen werden. Dennoch wurden diese Abweichungen mit Pönalen bestraft und entsprechend verrechnet. Im Szenario 2 gab es keine Pönalen. Aufgrund der grösseren Boiler konnten sämtliche Abrufe erbracht werden.

4.3 Netzkosten

Die Netze werden im Zuge der Energiewende eine wichtige Rolle spielen. Es wird davon ausgegangen, dass erhebliche Investitionen zu tätigen sind. So sollte dieser Aspekt auch berücksichtigt werden. Deshalb wurden die Netzkosten in das Optimierungsmodell integriert und werden in den Entscheidungsschritten berücksichtigt. Sobald die Netzlaster einen gewissen Level erreicht, sollten Wärmepumpen nicht mehr bis an ihre Spitzen gefahren werden, respektive nicht mehr alle Wärmepumpen gleichzeitig eingeschaltet werden. Die Abbildung 29 zeigt die Netzkosten bei heutiger Betriebsweise, wie sie in die

Optimierung eingeflossen sind, sowie die Kosten für den jeweiligen Monatspeak, welche für die Abrechnung zur nächst höheren Netzebene relevant sind.

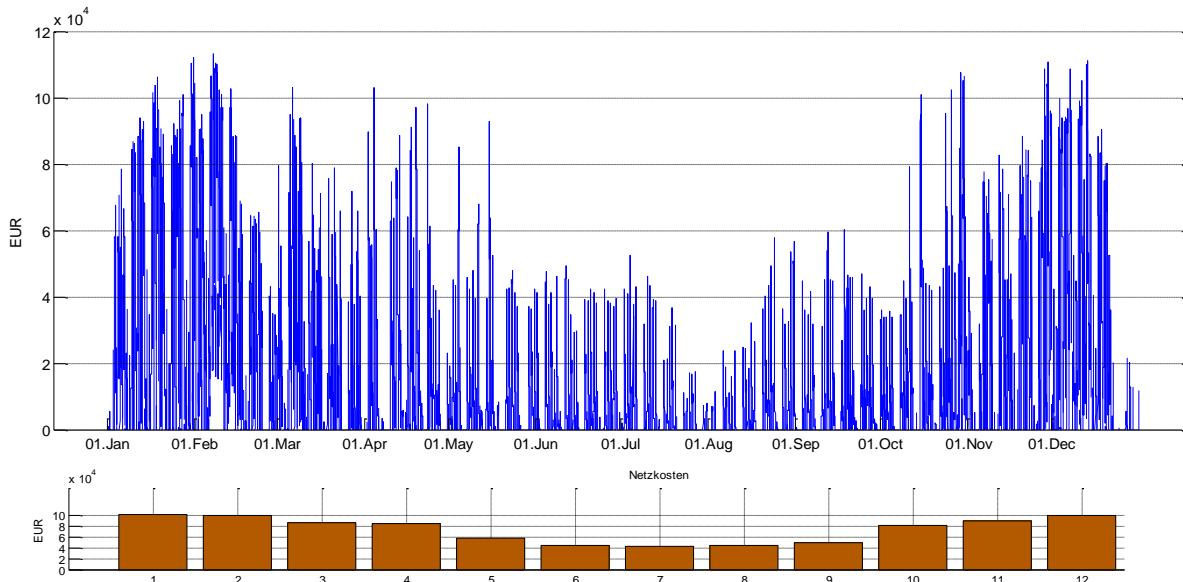


Abbildung 29: (Oben) dargestellt sind die Netzkosten für den Wärmepool, sobald die gesamte Netzlast ein gewisses Level überschritten hat. In den Wintermonaten kann den Spitzenlastzeiten aufgrund des hohen Wärmebedarfs nicht immer ausgewichen werden. (Unten) dargestellt sind die Kosten, die sich aufgrund des jeweiligen Monatspeaks ergeben.

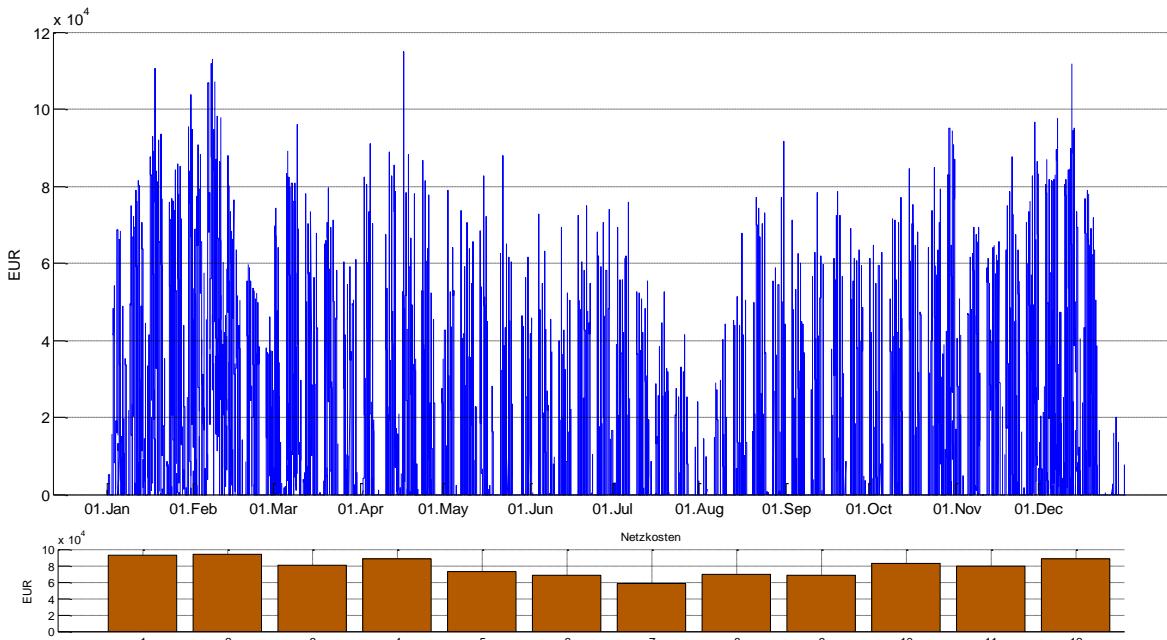


Abbildung 30: (Oben) dargestellt sind die Netzkosten für den Wärmepool, sobald die gesamte Netzlast ein gewisses Level überschritten hat. (Unten) dargestellt sind die Kosten, die sich aufgrund des jeweiligen Monatspeaks ergeben.

Abbildung 30 zeigt die Netzkosten für das Szenario 1. Aufgrund der Verwertungsmöglichkeiten am Markt und der Regelleistung sind die Netzkosten leicht angestiegen. Das Ausmass dieses Anstiegs ist aber sehr bescheiden im Verhältnis zu den Erträgen der anderen Verwertungsmöglichkeiten. Der Jahrespeak ist ebenfalls leicht angestiegen, wobei dieser nicht mehr im Februar sondern Ende April aufgrund der hohen TRL- Abrufe resultierte. Im Besonderen der Jahrespeak ist eine wichtige Kenngrösse, da dieser entscheidend für die zu installierende Kapazität ist. Möchte man diesen senken, so kann das Netzkostenmodell entsprechend angepasst werden.

Neben den Leistungstarifen gibt es bei den Netzkosten auch noch einen Arbeitstarif. Da die verbrauchte Energie in allen Szenarien sowie dem Basisfall etwa identisch ist, wurde davon ausgegangen, dass die Netzkosten aufgrund des Arbeitstarifs für alle Fälle identisch sind.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Netzkosten in EUR	875'795	943'061	933'053	943'427	957'955
Differenz gegenüber dem Basisfall		+8 %	+7 %	+8 %	+9 %

Tabelle 6: Vergleich der jährlichen Netzkosten. Tiefere Kosten sind positiv.

4.4 Effizienz

Die Flexibilität von Warmwasserboilern zu verwerten, heisst, dass man durchaus auch höhere Temperaturen erreicht. Dies ist lokal energetisch nicht sehr sinnvoll, kann aber gerade im Zusammenhang mit Regelleistung äusserst nützlich sein und die Effizienz im europäischen Verbundnetz steigern. Aufgrund des nicht immer optimalen Betriebes der Wärmepumpen ist eigentlich davon auszugehen, dass lokal die Effizienz leicht sinkt. Umso mehr erstaunt es, dass die Ergebnisse dieser Simulationen ein anderes Bild zeigen. In Tabelle 7 ist der Energieverbrauch aller Szenarien aufgelistet. Aufgrund der vorausschauenden Betriebsweise der Raumheizung konnten die Effizienzverluste wettgemacht werden und es resultieren insgesamt leichte Effizienzgewinne. Diese sind aber eher bescheiden und deshalb kann vorsichtshalber davon ausgegangen werden, dass die Effizienz der heutigen Betriebsweise etwa beibehalten werden kann. Dies hat den Vorteil, dass diesbezüglich gegenüber den Endkunden die Verrechnung nicht angepasst werden muss, da er trotz der Verwertung der Flexibilität keinen Mehrverbrauch an Wärme zu bezahlen hat.

In der Simulation wurde davon ausgegangen, dass der Endkunde nicht aktiv in das Geschehen eingreift. Es wäre aber durchaus denkbar, dass ein Endkunde bei längerer Abwesenheit dies per App dem Betreiber mitteilt und ihm dadurch ermöglicht, den Komfortbereich etwas zu vergrössern. Dadurch könnte einerseits Energie gespart und andererseits die Flexibilität erhöht werden.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Bezug elektrischer Energie in MWh	259'217	253'574	253'276	254'081	254'999
Differenz gegenüber dem Basisfall		-2.2 %	-2.3 %	-2.0 %	-1.6 %

Tabelle 7: Vergleich des Energieverbrauchs in den unterschiedlichen Szenarien. Die Effizienz konnte gegenüber dem Basisfall, trotz hoher negativer Regelleistungsabrufe (Verbrauch von Energie) und ohne aktive Teilnahme der Bewohner, gesteigert werden.

4.5 Einhaltung der Komfortvorgaben

Neben all den monetären Interessen darf eines keinesfalls vergessen werden – der Endkunde will keine Komforteinbussen. Insofern ist es das primäre Ziel des Contracting-Anbieters, die Komfortvorgaben einzuhalten. Die entscheidende Grösse ist die Raumtemperatur. Diese sollte innerhalb des Komfortbereichs liegen. Der Komfortbereich ist abhängig von der Aussentemperatur und in einer SIA-Norm [13] definiert. Im Rahmen dieser Simulation wurde der Komfortbereich noch etwas konservativer gehalten. In bilateralen Gesprächen war zu erfahren, dass die Bewohner oft noch etwas strenger sind als die SIA-Norm.

Eine schon fast philosophisch anmutende Frage ist jene, nach den Kosten für die Verletzung der Komfortvorgaben. Je nach Aussentemperatur können die Komfortvorgaben nicht eingehalten werden. Dies war beispielsweise im Februar 2012 in der betrachteten Anlage der Fall. Wie viel muss einem Bewohner bezahlt werden, damit er eine Stunde lang ein Grad unter der Minimaltemperatur akzeptiert? Vermutlich ist für eine weitere Stunde weitaus mehr zu bezahlen, so dass die Kosten nicht linear sind. In verschiedenen Iterationen wurden die Kosten angepasst. Anhand des resultierenden Temperaturverlaufs kann die gewählte Höhe der Kosten verifiziert werden.

In Abbildung 31 sind die Temperaturverläufe bei heutiger Betriebsweise (blau) und jene des Szenarios 1 (rot) dargestellt. Tabelle 8 weist die Abweichungen der Temperatur zu den Komfortgrenzen quantitativ aus. Die Abweichungen sind in Kelvinstunden aufgelistet. Diese Einheit ergibt sich aus der Multiplikation

der Dauer der Abweichung mit dem Betrag der Abweichung. Sowohl bei heutiger Betriebsweise wie auch in den Szenarien sind die Abweichungen äußerst gering. Im Februar war die Wärmepumpe an ihrer Leistungsgrenze und folglich resultierte hier der grösste Teil der Abweichungen. In den optimierten Betriebsweisen konnten die Abweichungen leicht reduziert werden. Aufgrund der sowieso kleinen Abweichungen sind diese Verbesserungen aber nicht sehr relevant. Wichtig ist die Tatsache, dass der Komfort tendenziell leicht verbessert werden konnte. Es muss also kein Bewohner aufgrund von langen negativen TRL-Abrufen in der Wohnung schwitzen. Sowieso sind die Abweichungen nach oben äußerst selten und in allen Szenarien insgesamt über das Jahr bei etwa 5 Kh.

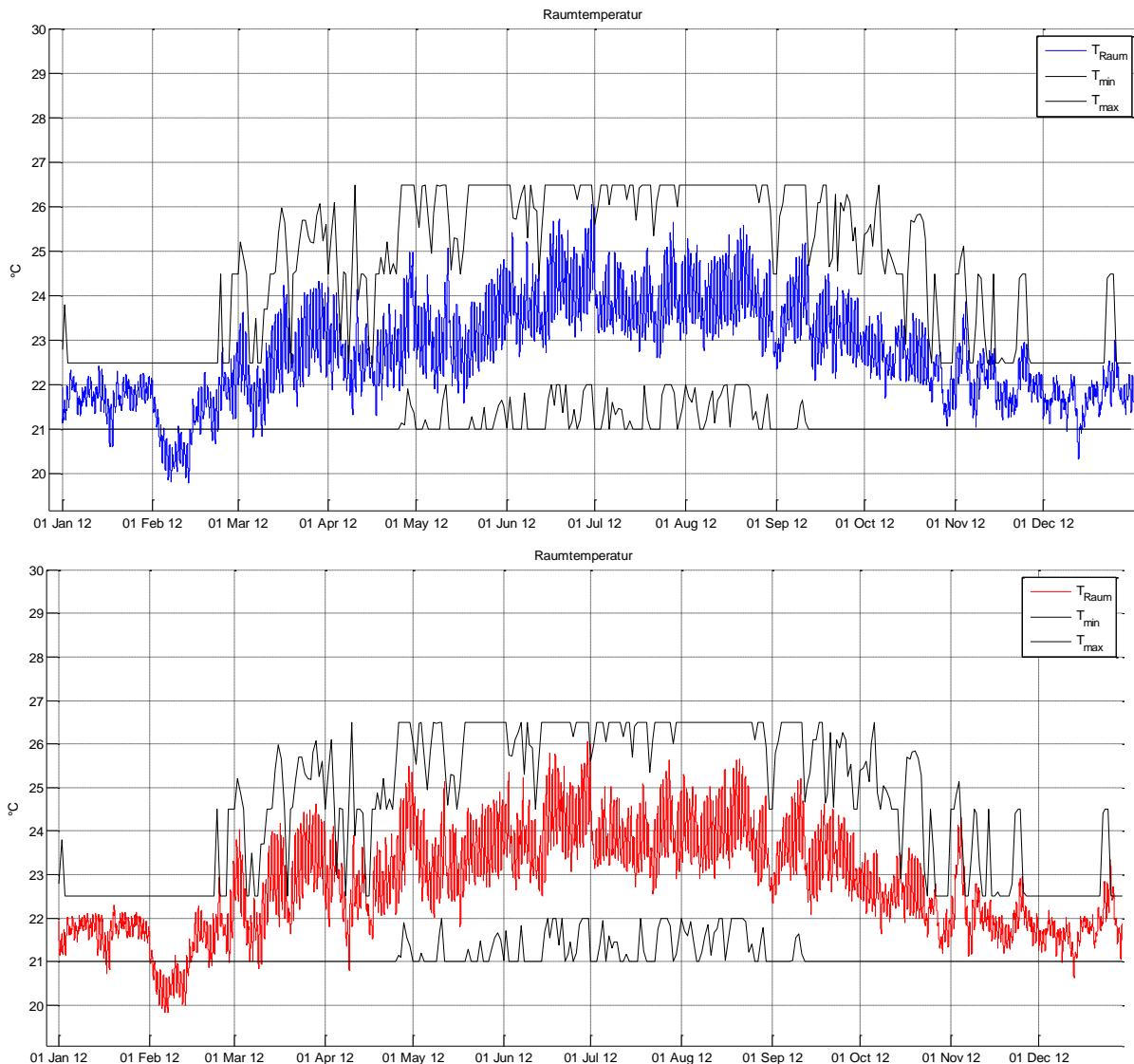


Abbildung 31: Resultierender Temperaturverlauf im Basisfall: (oben) Simulation der heutigen Betriebsweise, (unten) optimierte Betriebsweise. Im Februar waren die Außentemperaturen während längerer Zeit unter den Auslegungstemperaturen und folglich konnte die Wärmepumpe in beiden Fällen während etwa zwei Wochen nicht genügend Heizwärme erzeugen, so dass die Komfortvorgaben nicht eingehalten werden konnten.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Verletzung der Komfortvorgaben in Kh	170.39	165.85	158.65	167.37	165.81
Differenz gegenüber dem Basisfall		-2.7 %	-6.9 %	-1.8 %	-2.7 %

Tabelle 8: Vergleich der Einhaltung von Komfortvorgaben. In sämtlichen Szenarien konnte die Einhaltung der Vorgaben gegenüber der heutigen Betriebsweise verbessert werden.

5 Schlussfolgerung

Die Abbildung 32 zeigt für den Basisfall die kostenrelevanten Beträge in monatlicher Auflösung. Wie bereits erwähnt sind die Day-Ahead-Beschaffungskosten (rot) die grössten Kostenblöcke. Bei den Netzkosten kommen die Beträge aufgrund des Leistungstarifs (braun) hinzu. Die Arbeitstarife wurden in allen Szenarien vernachlässigt, da das Volumen etwa gleich ist. Erträge gibt es im Basisfall keine. In der Summe sind im Basisfall jährliche Kosten von 15.9 Mio. Euro entstanden.

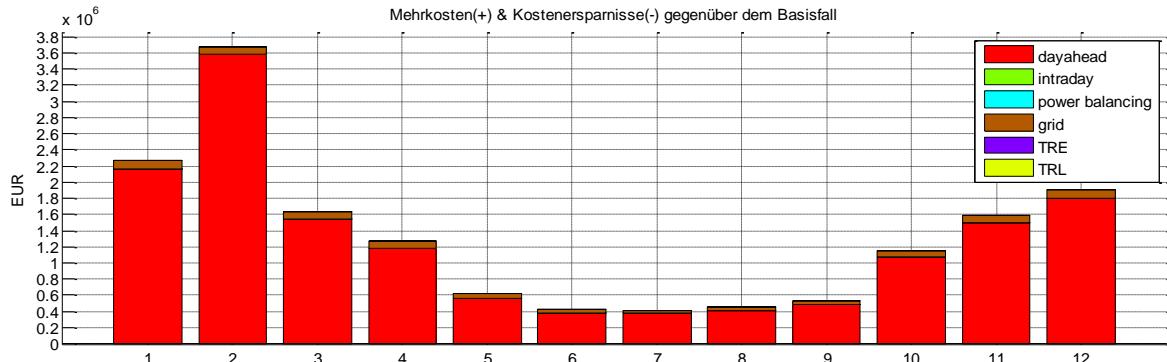


Abbildung 32: Die Kosten im Basisfall sind hauptsächlich durch die Day-Ahead-Kosten bestimmt. Erträge gibt es keine.

Durch die gegen den Markt optimierte Betriebsweise können Kosteneinsparungen und Erträge erwirtschaftet werden. Die monatlichen Abweichungen zwischen dem Szenario 1 und dem Basisfall sind in der Abbildung 33 dargestellt. Negative Beträge stellen Einsparungen und Erträge dar. Die Beträge der einzelnen Verwertungsmöglichkeiten schwanken stark. Insgesamt zeigen die Erträge wiederum einen saisonalen Verlauf. Die kleinsten Erträge resultieren im Monat Juli, die grössten im Februar. Auf dieser Grafik ist auch gut zu erkennen, woher die leicht höheren Netzkosten kommen. Die Intraday-Handelsaktivität in den Sommermonaten verursacht die leicht höheren Netzkosten, werden aber durch die Erträge aus dem Intraday-Geschäft mehr als wettgemacht. Die Kosten sowie Erträge für bezogene/gelieferte Regelenergie sind bescheiden und in den meisten Monaten, abgesehen vom März, November und Dezember, kaum zu sehen. Über das Jahr gesehen, summieren sich die TRE-Kosten/Erträge praktisch zu Null. Folglich werden diese in den Jahressummen in der Abbildung 34 nicht zu erkennen sein. Die Erträge für die Vorhaltung von Regelleistung schwanken ebenfalls stark. Februar und April zeigen die grössten Beträge. Im Juni gibt es fast gar keine TRL-Erträge. Die Ausgleichsenergie ist so klein, dass die Einsparungen auf der Grafik nicht zu erkennen sind. In Tabelle 4 wurden diese aber ausgewiesen und können dort verglichen werden.

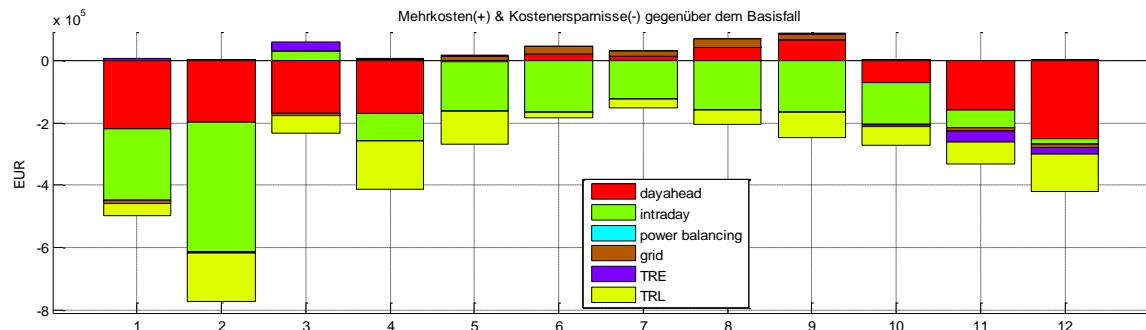


Abbildung 33: Kosteneinsparisse und Erträge im Szenario 1 gegenüber dem Basiszenario.

In der Abbildung 34 sind die jährlichen Kosten und Erträge der Szenarien aufgelistet. In den Szenarien 1 bis 3 zeigen sich kaum Unterschiede. Grössere Boilervolumina (Szenario 2) führen zu leicht höheren Intraday- und TRL-Erträgen. Die verlängerte Sperrzeit von Intraday-Geschäften um zwei Stunden nach einem Abruf von TRL (Szenario 3) hat keinen Einfluss. Eine noch längere Sperrzeit würde aber zu Ertragseinbussen führen. In Szenario 4 mit eingeschränkter Handelszeit sind die Intraday-Erträge merklich kleiner, dafür die Day-Ahead-Ersparnisse aber grösser. Die Ersparnisse gegenüber dem Basisfall sind in der Tabelle 10 aufgelistet.

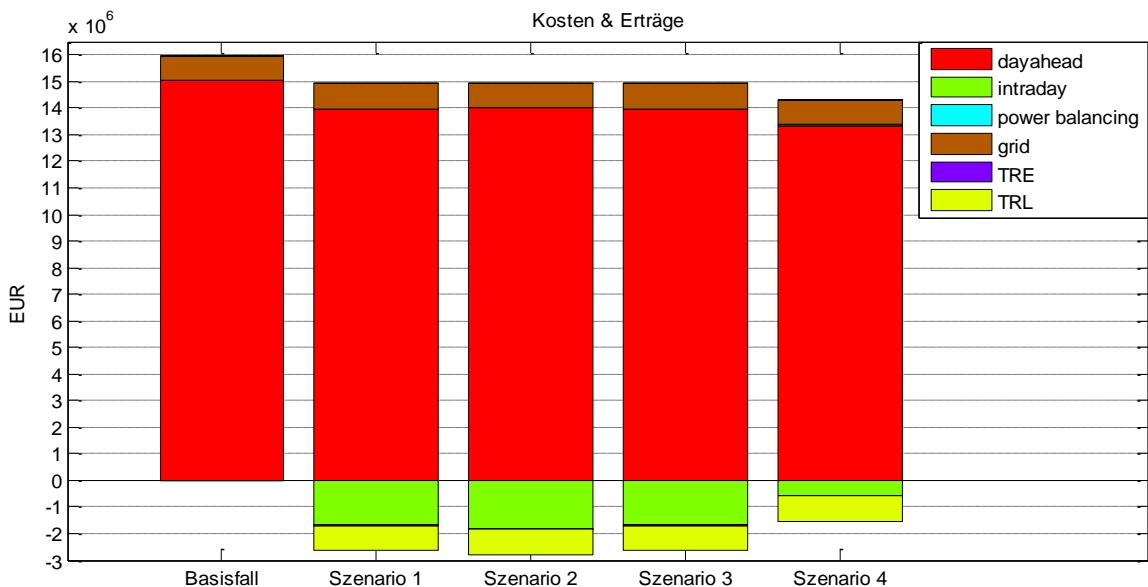


Abbildung 34: Summe aller Kosten und Erträge während dem Jahr 2012 in den verschiedenen Szenarien. Positive dargestellt sind die absoluten Kosten, negativ die Erträge.

Wie verteilen sich die Erträge und Ersparnisse auf die verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten? Die Antwort ist in nachfolgender Tabelle dargestellt. Die Zahlen stellen das Verhältnis der drei grössten Blöcke dar. In Szenario 1 bis 3 werden jeweils etwa 45 % der Erträge im Intraday-Handel erwirtschaftet. Die restlichen Erträge in diesen Szenarien stammen zu je etwa 25 % von Einsparungen aufgrund optimaler Day-Ahead-Beschaffung und Erträgen aus der Vorhaltung von Regelleistung. Was passiert nun, wenn plötzlich der Intraday-Handel kaum noch Erträge generiert? Die Zahlen vom Szenario 4 zeigen, dass dann die Flexibilität vermehrt für die Day-Ahead-Optimierung genutzt wird und sich die Einbussen in Grenzen halten. Konkret wurden im Szenario 4 etwa 0.5 Mio. Euro weniger verdient, aufgrund der eingeschränkten Handelszeit.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Day-Ahead	29.5 %	27.4 %	29.1 %	52.2 %
Intraday	45.2 %	47.5 %	45.2 %	17.9 %
TRL	25.3 %	25.1 %	25.7 %	29.9 %

Tabelle 9: Verteilung der drei mit Abstand grössten Erträge und Kosteneinsparungen gegenüber dem Basisfall auf Day-Ahead (Einsparungen), Intraday (Erträge) und TRL (Erträge).

In der Tabelle 10 sind die gesamten jährlichen Kosten und die Einsparungen und Erträge des Wärme pools aufgelistet. In der letzten Zeile wurden die Erträge durch die Anzahl an Anlagen geteilt und in Franken ausgewiesen (1 EUR = 1.20 CHF). Es resultieren pro Anlage Erträge in der Größenordnung von 750 – 900.- CHF. Bei der Anlage handelt es um das Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten.

	Basisfall	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Kosten in EUR	15'926'153	12'285'313	12'113'760	12'289'904	12'773'149
Einsparungen und Erträge in EUR		3'640'840	3'812'393	3'636'249	3'153'004
Einsparungen und Erträge in CHF pro Anlage		874	915	873	757

Tabelle 10: Total der jährlichen Kosten, Summe der Einsparungen und Erträge skaliert auf die einzelnen Anlagen.

Die ausgewiesenen Erträge sind eine Momentanaufnahme mit Daten vom Jahr 2012. Es ist schwierig vorherzusagen, wie sich die Preise in Zukunft entwickeln werden. Im Besonderen könnten die Pumpspeicher-Projekte Nant de Drance und Linth-Limmern mit ihrer grossen Flexibilität viel Einfluss auf die Preise haben. Tiefe Energiepreise führen dazu, dass vermehrt auf das Gebiet von Regelleistung ausgewichen wird, was wiederum diese Preise unter Druck bringen wird. Andererseits ist zu erwarten, dass der Bedarf an Flexibilität aufgrund der fluktuierenden Einspeisung zunehmen wird.

Die Erträge aus dem Intraday-Markt haben einen grossen Anteil an den Gesamterträgen. Es stellt sich die Frage, ob dies nur ein zeitlich beschränktes Phänomen ist. Der aktuelle Kraftwerkspark in Deutschland bietet wenig Flexibilität und folglich besteht vor allem Intraday ein Bedarf an Flexibilität, um den steilen Rampen der Solar- und Windeinspeisung folgen zu können. Die aktuellen Preise sind ein Anreiz, flexible Akteure in den Markt einzubinden. Thermische Speicher sind eine naheliegende Option, da diese bereits heute in einer grossen Anzahl vorhanden sind. Daneben wird es aber auch noch andere Technologien, wie beispielsweise Batteriespeicher brauchen. Heute sind die thermischen Speicher in vielen Punkten (Kosten, Brandgefahr, Toxizität) klar im Vorteil. Je nach Preisentwicklung könnte es aber möglich sein, dass zukünftig andere Techniken günstiger Flexibilität anbieten können.

Flexibilität hat im Moment relativ wenig Wert. Dies vor allem deshalb, weil die Spreads an der Börse stark abgenommen haben. Die PV-Einspeisung hat die bisherigen Mittagsspitzen in den Spotpreisen wegradiert. Nimmt die PV-Einspeisung weiter zu, so werden wird bald über Mittag günstigere Preise als in der Nacht haben. Damit würde der Spread wieder ansteigen. Hinzu kommt die Tatsache, dass mit zunehmender Einspeisung von wetterabhängiger Einspeisung auch die Rampen steiler werden. Ein weiterer interessanter Punkt wird der Ausstieg aus der Atomkraft sein. Der Strom in Zeiten ohne Einspeisung Erneuerbarer Energien könnte dadurch wesentlich teurer werden. Bereits heute sieht man beispielsweise an kalten Wintertagen mit wenig Windeinspeisung hohe Preise in den Abendstunden. Kommen hier irgendwann noch Elektroautos hinzu, welche alle am Abend nach der Arbeit angeschlossen und wieder aufgeladen werden wollen, so ist ein ausgeklügeltes Lastmanagement entscheidend. Ein wichtiger Aspekt ist auch der Einfluss der vermehrten dezentralen Einspeisung (Netzebene 7). Die tieferen Netzebenen sind historisch nicht dafür ausgelegt worden. Grosse Einspeiseleistungen führen bereits heute zu notwendigen Netzverstärkungen. Kann dieses Potenzial mit Lastmanagement verringert werden, profitieren letztlich alle davon. Da die Energie sowieso dezentral verbraucht wird, ist es zudem sinnvoll, diese auch dezentral speichern zu können und nicht über lange Distanzen zu transportieren. So wird der dezentrale Ausgleich eine weitere Möglichkeit darstellen, die Flexibilität von thermischen Speichern zu verwerten.

Es kann also festgehalten werden, dass die Wahrscheinlichkeit, dass Flexibilität zukünftig an Wert gewinnen wird, eher hoch ist. Jede Technologie hat ihre Vorteile und so sind die Autoren dieses Berichtes überzeugt, dass die Bewirtschaftung thermischer Speicher in Zukunft durchaus ein interessanter Business Case sein wird.

Ein wichtiger Einfluss auf die Rentabilität des vorgestellten Projektes ist die Voraussetzung, dass zukünftig beim Bau der Anlagen, die notwendigen Installationen zur Bewirtschaftung der Speicher direkt vorgesehen werden. Bereits heute werden viele Liegenschaften mit Sensoren und Fernüberwachung ausgestattet (Facilitymanagement). Ist diese Voraussetzung gegeben, so besteht auch gleich eine Kommunikationsmöglichkeit. Folglich müssen nur noch entsprechende Schnittstellen für den Empfang von Steuerbefehlen ergänzt werden. Es gibt bereits heute Wärmepumpenhersteller, die in diese Richtung gehen. Letztlich wird es also nur noch ein Optimierungstool brauchen, um die Anlagen optimal zu bewirtschaften. Die Kosten für das Optimierungstool sind vorwiegend Einmalkosten und so kann mit sehr wenig Aufwand (zeitlich und finanziell) günstig Flexibilität vermarktet werden.

Damit letztlich auch der Anlagebetreiber einen Anreiz für Lastmanagement hat, wird es dynamische Tarife brauchen. Mit dem heutigen System von Hoch- und Niedertarif ist das Bedürfnis am Markt nicht bis zum Kunden gelangt. Damit ein dynamisches Tarifsystem richtig abgerechnet werden kann, braucht es eine viertelstündliche Messung des Stromverbrauchs. Smart Metering wird also der Schlüssel zu

Smart Grid sein. Den Entwicklungen in andern Ländern folgend, ist davon auszugehen, dass Smart Meter bald einmal Standard sein werden, zumal deren Kosten beim heutigen technologischen Stand nicht mehr viel höher als konventionelle Zähler wären.

Im vorliegenden Projekt konnte gezeigt werden, dass sich die Effizienz und die Einhaltung der Komfortvorgaben steigern lässt. Dies werden überzeugende Argumente für die Endkunden sein, so dass die Contracting-Anbieter an einem System wie diesem, Interesse bekunden werden.

6 Ausblick

Thermische Speicher bieten ein attraktives Potenzial für Lastmanagement. Das Speichervermögen von Gebäuden und eine vorausschauende Betriebsweise versprechen am ehesten eine wirtschaftliche Verwertung von Flexibilität. Sind gewisse Überwachungssysteme bereits vorhanden, so ist der Aufwand für die zusätzlichen Schnittstellen zwischen Gebäuden und Stromnetzen/Kraftwerken relativ bescheiden. Der Horizont des bisherigen Projektes soll in Zukunft erweitert werden. Nachfolgend werden ein paar Ideen beschrieben. Beispielsweise könnten andere Commodities wie Erdgas oder der Handel mit Zertifikaten im Simulator ergänzt werden. Neben den Wärmepumpen in Kombination mit Boilern und der Heizung bieten sich auch andere flexible Lasten an, wie zum Beispiel Schwimmbäder, Eisstadien, Kühlhäuser, Elektrodirektheizungen, Elektroboiler, Elektrofahrzeuge, Waschmaschinen, Tumbler, Kühlschränke und viele mehr. Moderne Geräte werden zunehmen mit Smart-Grid-Funktionen ausgestattet sein.

Interessant scheinen grosse Verbraucher wie Kühlhäuser oder Eisstadien. Diese sind aber oft nur wenig überdimensioniert. Auch Bestrebungen, die Energieeffizienz zu erhöhen, haben zur Folge, dass Anlagen und Elektrogeräte (wie Kühlschränke) für den Dauerbetrieb ausgelegt werden. Ohne eine Überdimensionierung ist die Flexibilität sehr bescheiden. Umso mehr muss untersucht werden, welche Lasten für das Lastmanagement interessant sind. Das Wissen, dass eine Überdimensionierung energetisch zwar nachteilig, längerfristig finanziell aber durchaus interessant sein kann, beeinflusst die Projektierung von neuen Anlagen. Dieses Potenzial kann mit einem Tool, wie es in dem vorliegenden Projekt konzipiert wurde, optimal evaluiert werden.

Eine interessante Option wäre die Möglichkeit, das zukünftige Potenzial von Lastmanagement abschätzen zu können. Neben der Modellierung von einzelnen Anlagen sollte es im Simulator möglich sein, Gebäudeparkmodelle definieren zu können. Damit könnte das Potenzial von Quartieren und Arealen mit unterschiedlichem Nutzerverhalten berechnet werden.

Für Kunden mit PV-Anlagen könnte es interessant sein, wenn ihm sein EVU eine Möglichkeit zur Optimierung des Eigenverbrauchs anbietet. Insofern sollte diese Anforderung auch im Simulator abgebildet werden. Im Sinne der Nachhaltigkeit kann es für die Kunden auch interessant werden, wenn sie bei längerer Abwesenheit, dies dem Contractor mitteilen können. So steht während den Ferien mehr Flexibilität zur Verfügung und gleichzeitig können unnötige Heizkosten eingespart werden. Im Zeitalter von Apps auf mobilen Geräten besteht auch ein gewisses Potenzial, mit Spassfunktionen Endkunden begeistern zu können. Eine stärkere Kundenbindung wird für die wahrscheinlich kommende vollständige Marktliberalisierung wertvoll sein.

Wie geht es weiter?

In einem Folgeprojekt, dem WARMup², wird in einem Pilotprojekt das hier vorgestellte Konzept umgesetzt. Ziel dieses Projektes ist es, die Herausforderungen der Umsetzung eines solchen Smart-Grid-Projektes in all seinen Dimensionen (technisch, politisch, wirtschaftlich, ökologisch) zu erfahren. Aus technischer Sicht besteht die Herausforderung vor allem in der richtigen Steuerung der Wärmepumpen. Einerseits müssen lokal die SPS-Steuerungen die Befehle richtig umsetzen können, andererseits müssen sie aber auch richtig agieren, wenn die Kommunikation einmal ausfällt. Im Weiteren muss die Funktionsweise einer Wärmepumpe richtig modelliert werden, damit die Steuerbefehle den Möglichkeiten einer Wärmepumpe entsprechen. Durch Modifikationen der Anlagen kann zudem die Flexibilität erhöht werden. Auf Politischer Ebene gilt es einerseits die verschiedenen Abteilungen eines EVUs zusammenzubringen. Spätestens wenn es um die Verteilung der Investitionskosten sowie späteren Gewinnen geht, im Besten Fall noch mit Beteiligung verschiedener EVUs, werden interessante Diskussionen stattfinden. Daneben dürfen aber auch die Eigentümer und Bewohner der Liegenschaften nicht vergessen werden. Eine verlässliche Versorgung mit Wärme ist bei ihnen im Vordergrund. Solange die Bewohner nichts merken, werden sie auch nichts dagegen haben. Wenn sich dadurch für sie wertvolle Vorteile, wie Kosteneinsparungen oder mehr Transparenz über ihren Energieverbrauch, ergeben, dann werden sie auch bereit sein, für solch eine Dienstleistung zu bezahlen. Auf der ökonomischen Seite liegt die Herausforderung in der Rentabilität solcher Systeme. Da Flexibilität im Moment wenig Wert hat, ist ein möglichst integraler Ansatz mit Weitsicht zu wählen. Auf der ökologischen Seite wird es wichtig sein,

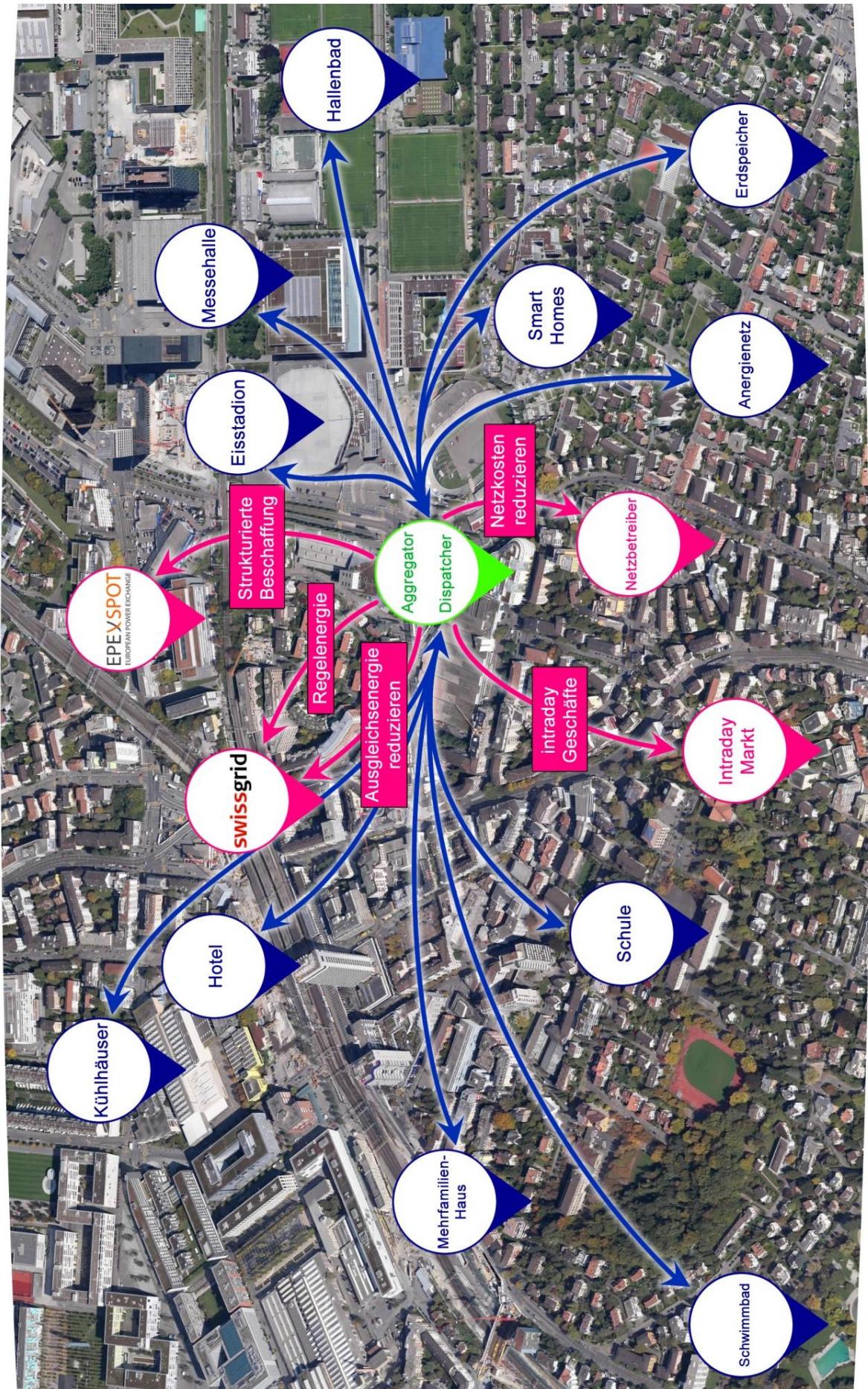
die Effizienz möglichst zu steigern. Ob eine Effizienzsteigerung möglich ist, wird von den gewählten Systemgrenzen abhängen und kann unter Umständen schwierig zu quantifizieren sein. Daneben gilt es aber auch, möglichst CO₂-freie Energieträger einzusetzen. Bei vielen Leuten gewinnen Umweltgedanken zunehmend an Stellenwert.

Wir freuen uns, zusammen mit den Partnern der zweiten Phase, diese Herausforderungen anzugehen

Referenzen

- [1] S. Pfaffen, „Tertiärregelenergie im Wärmepool für den Schweizer, Master's thesis PSL 1221, Power Systems Laboratory, ETH Zürich,“ August 2012.
- [2] Pkh, „Wikipedia,“ 04 11 2007. [Online]. Available: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Typical_State_space_model.svg. [Zugriff am 21 11 2013].
- [3] EEX, „European Energy Exchange,“ [Online]. Available: <http://www.eex.com/en/>.
- [4] EPEX, „European Power Exchange,“ [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/en/>.
- [5] Reithofer Thomas et al., „Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt,“ Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau, 2013.
- [6] Swissgrid AG, „Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte, Rev 6.6,“ Frick, 2013.
- [7] Swissgrid, 04 2012. [Online]. Available: http://swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power.html.
- [8] A. Systemdienstleistungen, „Revision Stromversorgungsgesetz - Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen,“ 13. Januar 2011.
- [9] D. J. Swider, Handel an Regelenergie- und Spotmärkten, 1. Auflage Hrsg., Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2006.
- [10] swissgrid, 08 2012. [Online]. Available: http://www.swissgrid.ch/content/swissgrid/de/home/experts/topics/bgm/balance_energy.html.
- [11] swissgrid, 2011-12. [Online]. Available: http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html.
- [12] M. Räsänen et al., „Identification of consumers' price responses in the dynamic pricing of electricity,“ Otakaari 1, FIN-02150 Espoo, 1995.
- [13] SIA 382/1, „Lüftungs- und Klimaanlagen - Allgemeine Grundlagen und Anforderungen“. 2007.

Anhang



Hes-SO VALAIS WALLIS
Hes-SO Swiss Federal Institute of Technology Zurich

ETH
Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
Swiss Federal Institute of Technology Zurich

Swissgrid
Confédération suisse
Confédération suisse
Bundesamt für Energie BE
Office fédéral de l'énergie OFEN

ELIMES
ENERGIE INGENIERIE

cimarl

EnAlpin

ewz
Die Energie

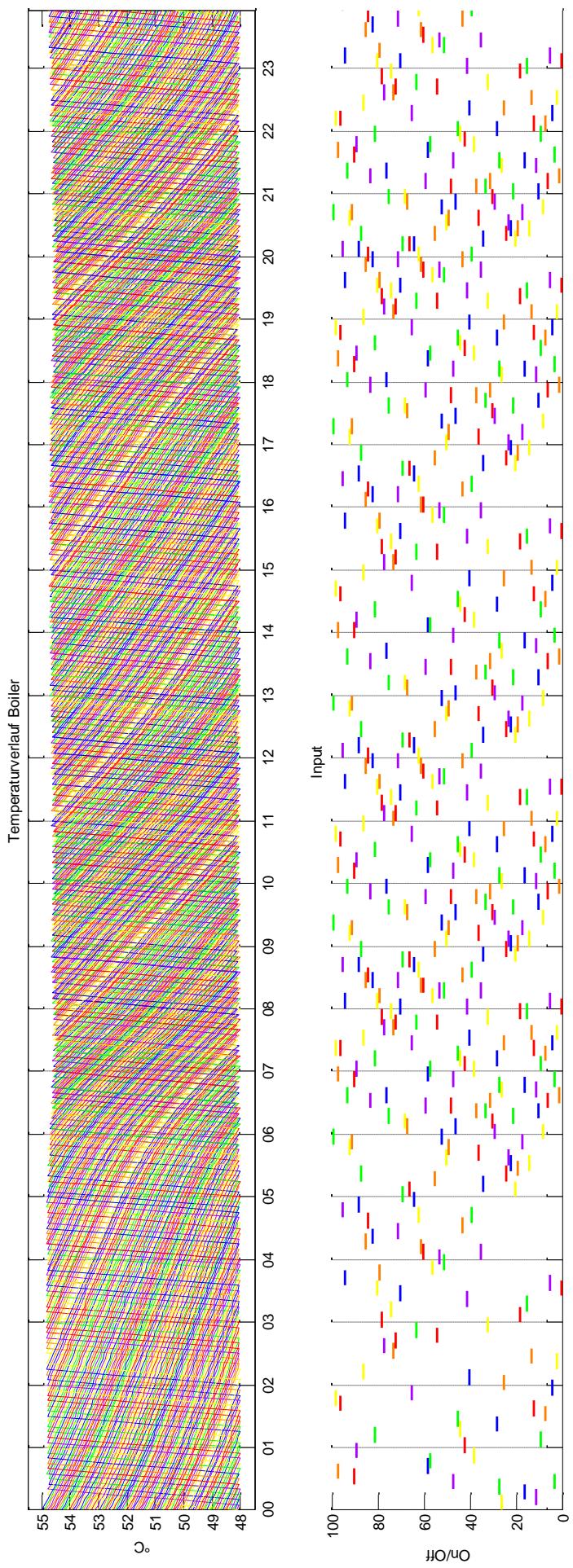
Misurio

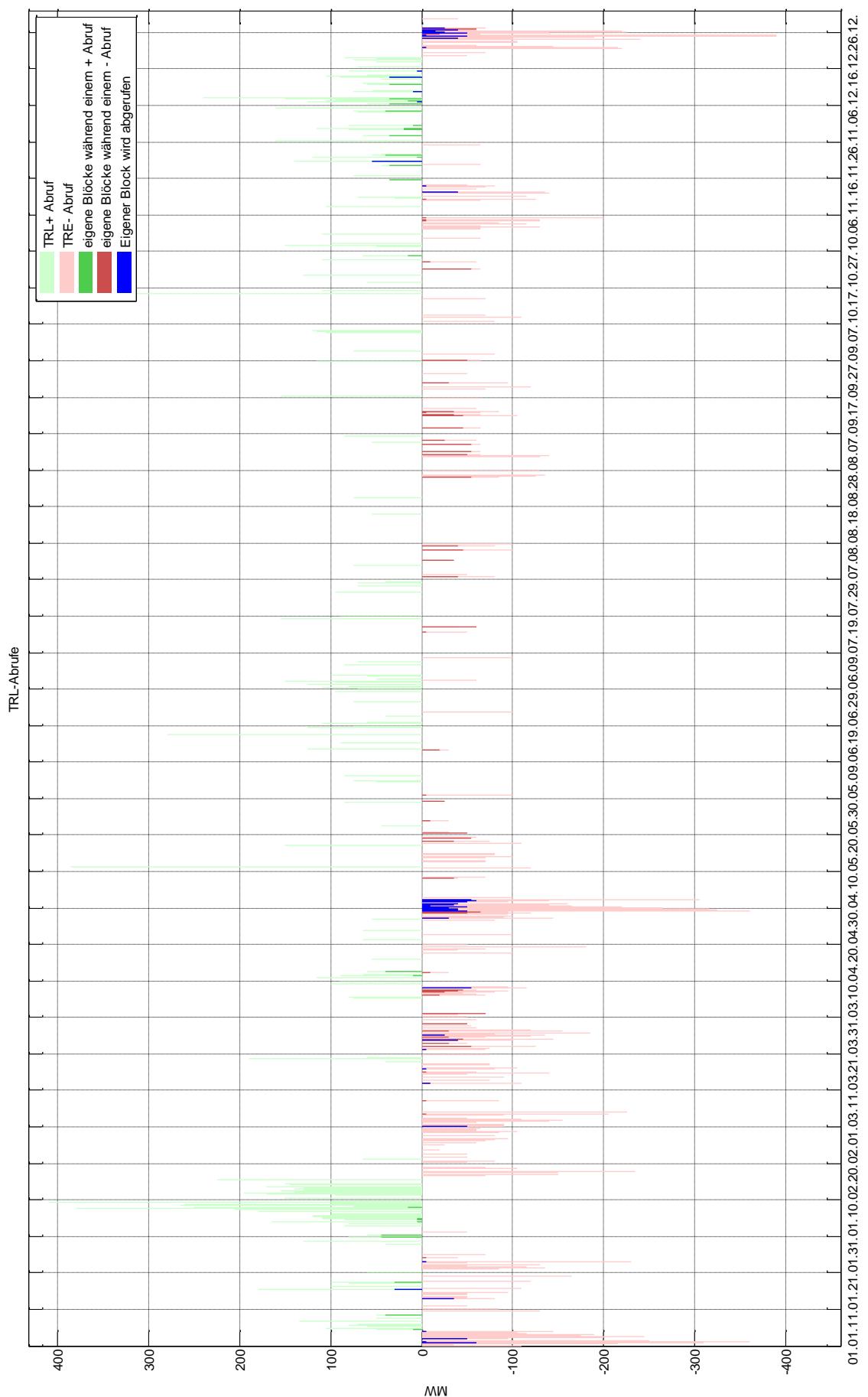
Projektpartner

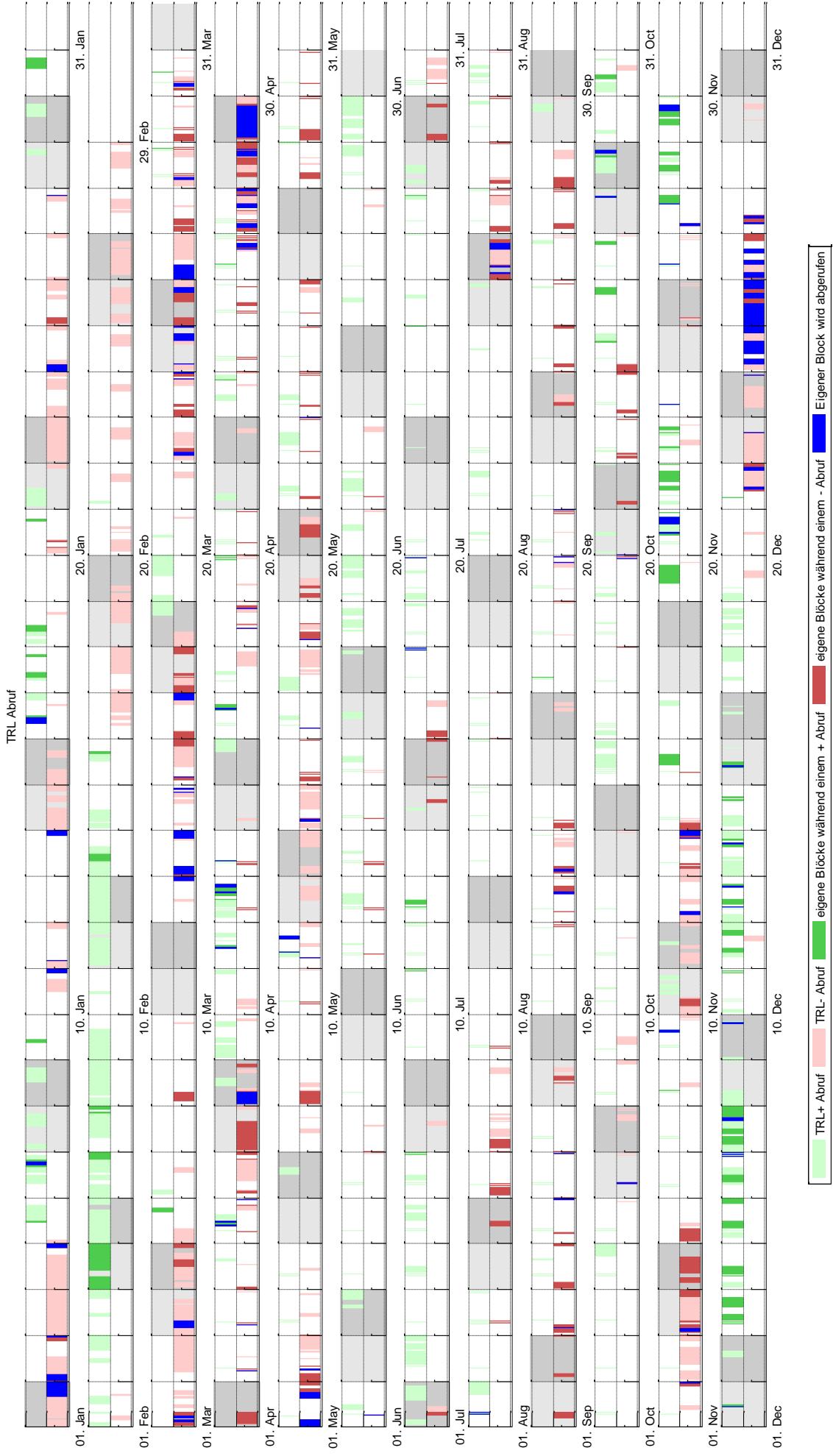
Dokumente und Publikationen

- **«Tertiärregelenergie im Wärmepool für den Schweizer Markt»**
Master's thesis Samuel Pfaffen, PSL 1221, Power Systems Laboratory, ETH Zürich, August 2012
- **Beitrag Jahresbericht BFE**
November 2012
- **«WARMup – Zusammenfassung Konzept und Modellierung»**
Bericht MS1 + MS2, Januar 2013
- **«Flexibler Einsatz von thermischen Speichern»**
Haustech, April 2013, Nr. 4
- **Novatlantis Bauforum**
Präsentation am 27.08.13 an der ETH Zürich
- **Smart Energy Day**
2 Präsentationen am 06.09.13 in Sion
- **«Evaluation of Business Models for the Economic Exploitation of Flexible Thermal Loads»**
Paper für D-A-CH „Energieinformatik“ Konferenz in Wien, 13.11.2013
- **Schlussbericht BFE**
November 2013
- **„Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern“**
VSE Bulletin, voraussichtlich anfangs 2014

Simulation von 100 Boilern mit dem Ziel, ein konstantes Temperaturlevel im Pool zu halten.







Intraday

