

ÖKO-OPT-QUART
Ökonomisch optimiertes Regelungs- und
Betriebsverhalten komplexer
Energieverbände zukünftiger Stadtquartiere

A. Moser, D. Muschick, M. Gölles, T. Mach, H. Schranzhofer,
I. Leusbrock, C. Ribas Tugores

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

04/2019

ÖKO-OPT-QUART

Ökonomisch optimiertes Regelungs- und Betriebsverhalten komplexer Energieverbände zukünftiger Stadtquartiere

Andreas Moser, Daniel Muschick, Markus Gölles
BIOENERGY 2020+ GmbH

Thomas Mach, Hermann Schranzhofer
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik

Ingo Leusbrock, Carles Ribas Tugores
AEE INNTEC – Institut für nachhaltige Technologien

Graz, 30.04.2019

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform www.HAUSderZukunft.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	8
Abstract	9
1. Ausgangslage	10
1.1. Entwicklungsbild urbaner Energiesysteme	10
1.2. Urbane Energiesysteme und deren Modellierung	13
1.3. Ökonomie urbaner Energiesysteme	14
1.4. Regelung urbaner Energieverbände	15
1.5. Fazit	17
2. Projektinhalt	17
2.1. Definition der Beispielkonfiguration	18
2.1.1. Basisszenario	18
2.1.2. Modellierung und Dimensionierung der Photovoltaikanlage	19
2.1.3. Erweitertes Szenario	20
2.1.4. Optimierungsbasierte Dimensionierung des thermischen Speichers und der Batterie	21
2.2. Co-Simulations Framework	23
2.2.1. Modellierung des beispielhaften Stadtquartiers	27
2.2.2. Modellierung der Energiezentrale	28
2.2.3. Basisregelung	29
2.2.1. Probleme	31
2.3. Ökonomisches Bewertungsmodell	32
2.3.1. Struktur und Umfang des ökonomischen Basismodells	33
2.3.2. Struktur und Umfang des erweiterten ökonomischen Modells	35
2.3.3. Ökonomisches Gesamtmodell	36
2.4. Modellprädiktive Regelung	37
2.4.1. Modulare Konfiguration	38
2.4.2. Methode zur Last- und Ertragsprognose	39
2.4.1. Umsetzung der modellprädiktiven Regelung in der Simulation	40
2.5. Durchgeführte Simulationsstudien	41
3. Ergebnisse	42
3.1. Vergleich aller Simulationsstudien	42
3.2. Beispielhafte Ergebnisse aus dem ökonomischen Modell	43

3.2.1.	Beispiel 1: Ergebnisse auf Komponentenebene anhand des ökonomischen Modells der Umwälzpumpen	44
3.2.1.	Beispiel 2: Ergebnisse auf Systemebene anhand des Basisszenarios.....	45
3.3.	Beispielhafte Ergebnisse der modellprädiktiven Regelung	46
3.3.1.	Beispiel 1: Speicher zur Rückkühlung	46
3.3.2.	Beispiel 2: Batterie zur Tag- und Nachtstromverschiebung und als Photovoltaikzwischenpeicher	47
3.3.3.	Beispiel 3: Energieflussdiagramm Basisszenario vs. erweitertes Szenario.....	48
3.4.	Innovationsgehalt.....	49
3.5.	Beitrag zum Programm „Stadt der Zukunft“	51
4.	Schlussfolgerungen.....	51
4.1.	Co-Simulation als Bewertungsmethode für komplexe Energieverbünde	52
4.2.	Modellprädiktive Regelung für zukünftige Stadtquartiere	52
5.	Ausblick und Empfehlungen	54
5.1.	Empfehlungen für die Konzeption von neuen Stadtquartieren	54
5.2.	Ausblick.....	54
6.	Verzeichnisse	56
6.1.	Abbildungsverzeichnis	56
6.2.	Tabellenverzeichnis	58
6.3.	Literaturverzeichnis	58

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

In zukünftigen Stadtquartieren wird zunehmend auf die gezielte Kombination verschiedener, nach Möglichkeit erneuerbarer Energiequellen gesetzt. Die daraus entstehenden Energieverbände werden aber zunehmend komplexer. Diese zunehmende Komplexität resultiert dabei im Wesentlichen aus der Abhängigkeit der regenerativen Energiebereitstellung von nicht beeinflussbaren, variierenden Umweltweinflüssen wie Wind und Sonne, der zunehmenden Dezentralisierung und dem steigenden Effizienzdruck. Die derzeit eingesetzten steuerungs- und regelungstechnischen Methoden sind jedoch nicht in der Lage derartig komplexe Systeme effizient und zuverlässig zu betreiben. Für die Entwicklung geeigneter Regelungsstrategien zur Sicherstellung eines robusten und effizienten Betriebsverhaltens komplexer Energiesysteme von Stadtquartieren werden zeitlich und räumlich hochgradig aufgelöste instationäre Simulationsmodelle benötigt, welche aufgrund der hohen Systemkomplexität bisher nur in Ansätzen verfügbar sind. Des Weiteren fehlt ein systematischer Zugang für die Praxis und Richtlinien, wie bei einem neuen Projekt und den damit verbundenen Voraussetzungen eine übergeordnete Regelung entwickelt und real umgesetzt werden kann.

Inhalte und Zielsetzungen

Im Projekt ÖKO-OPT-QUART wurden mithilfe eines energietechnischen und eines ökonomischen Simulationsmodells vorausschauende übergeordnete Regelungsstrategien erarbeitet und anhand einer konkreten Beispielkonfiguration (aktuell in Planung befindliches Stadtquartier) simuliert. Damit ist es bereits im Vorfeld möglich die Investitions-, Errichtungs- und Betriebsführungsstrategie mit dem größten wirtschaftlichen Nutzen zu identifizieren und zuverlässig zu bewerten. Ergänzend zu den methodischen Erkenntnissen wurde ein Sekundärnutzen generiert. Die Bewertung der Entwicklungen anhand realer Randbedingungen ermöglichte die gezielte Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse für die Realentwicklung des in Planung befindlichen Stadtquartiers.

Methodische Vorgehensweise

Im Projekt wurden energietechnische, ökonomische sowie regelungstechnische Modelle für komplexe Energieverbände in Stadtquartieren entwickelt und anschließend für eine beispielhafte Konfiguration zu einem Gesamtmodell verknüpft. Die energietechnische Modellierung bildet das thermische sowie das elektrotechnische Verhalten eines urbanen Energieverbundes detailliert und zeitlich hoch aufgelöst ab. Die ökonomische Modellierung ermöglicht eine kontinuierliche ökonomische Bewertung der Betriebsweise, indem der zeitliche Verlauf der entstehenden Kosten abgebildet und analysiert werden kann. Die regelungstechnischen Modelle beinhalten je nach Ausführung eine konventionelle, dem Stand der Technik entsprechende, Regelung oder eine im Projekt entwickelte vorausschauende, kostenoptimierende Regelung für die Betriebsführung komplexer Energieverbände in Stadtquartieren. Damit ist es möglich die Effizienz beider Regelungsstrategien in umfassenden Simulationsstudien zu vergleichen. Als Entwicklungsgrundlage wurde ein in Planung stehendes Quartier herangezogen. Die Integration der verantwortlichen Planer und Investoren hat die Modellentwicklung auf ein praxisnahes Fundament gestellt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ziel des Projekts war die Entwicklung detaillierter und hoch aufgelöster instationärer Simulationsmodelle. Darauf aufbauend folgte die Kopplung dieser Teilmodelle zu einem interdisziplinären Gesamtmodell mit dem verschiedene Regelungsstrategien für den Energieverbund einer Beispielkonfiguration simuliert werden konnte. Durch dieses Gesamtmodell war es erstmals möglich, den ökonomischen

mischen Nutzen von vorausschauenden Regelungen für die Betriebsweise von Energieverbänden realistisch beziffern zu können. Des Weiteren wurde eine Methodik zur systematischen Entwicklung vorausschauender, kostenoptimierender Regelungen für komplexe Energieverbände erarbeitet. Diese Methodik trägt dazu bei, fortschrittliche Regelungen für eine Vielzahl verschiedener Energieverbände auf Quartiersebene zu erstellen. In den durchgeführten Simulationsstudien hat sich gezeigt, dass vor allem Speicher nötig sind um das volle Potential der vorausschauenden, kostenoptimierenden Regelungen auszuschöpfen. Das erzielte Einsparungspotential übersteigt die zusätzlich entstehenden Kosten (erhöhte Wartungs- und Installationskosten der Speicher) und somit zeigen die unter den angenommenen Randbedingungen durchgeführten Simulationsstudien eine mögliche Effizienzsteigerung (=Kostensenkung) des Gesamtsystems.

Ausblick

Eine kostengünstige Möglichkeit für die Speicherung von Energie ist die Nutzung von thermisch aktivierten Bauteilen. Ein möglicher nächster Schritt wäre daher die in diesem Projekt entwickelte modellprädiktive Regelung des Gesamtenergiesystems um die in der Gebäudestruktur wirkenden Regelungen – unter Berücksichtigung thermisch aktivierter Bauteile – zu ergänzen und zu einem umfassenden regelungstechnischen Gesamtkonzept zu vereinen. Somit könnte auf zusätzlich installierte thermische Speicher verzichtet werden was die Gesamtkosten des Systems weiter senken würde.

Abstract

Starting point/motivation

In future city districts, the focus on a reasonable combination of different, where possible renewable energy sources is increasing. However, the resulting energy networks are getting more and more complex. This increase of complexity has its origin mainly due to the dependency of renewable energy production on non-controllable, varying environmental conditions (e.g. wind or sunlight), the increasing decentralization and the growing demand for efficiency. However, currently applied control methods are not yet capable of operating such complex systems reliably and efficiently. In order to develop suitable control strategies which would ensure a robust and efficient operating behavior, non-steady simulation models in high resolution (time and space) are required. Such models are currently only available to a limited extent due to the high complexity of the system. Furthermore, there is neither a practical, systematic approach nor are there any guidelines how to deal with a new project and its requirements in order to develop and implement a high-level control.

Contents and objectives

In the project ÖKO-OPT-QUART predictive, high-level control strategies were developed based on an energy-based and economic simulation model. These strategies were simulated for a concrete example configuration (a city district currently being planned). This approach allows for clearly identifying and reliably evaluating the investment-, installation- and operating mode strategy with the greatest economic benefit. In addition to the methodical findings, a secondary benefit was generated. The evaluation of the developments based on real boundary conditions, made it possible to directly integrate the acquired knowledge into the real development of the city district being planned.

Methods

In the project different models (energy-based, economic and control-oriented) for complex energy networks in city districts were developed and combined to an overall model for an exemplary configuration. The energy-based modelling describes both the thermal as well as the electro-technical behaviour of an urban energy network in a detailed way with a high resolution in time. The economic modelling allows a continuous economical evaluation of the operating mode, by providing the possibility to track and analyse the emerging costs. The control-oriented model either consist of a conventional control strategy or a predictive, cost-optimized control strategy for operating complex energy networks in city districts. This makes it possible to compare the efficiency of both control strategies by comprehensive simulation studies. The development of these models was based on a new city district, which is currently being planned. The integration of the responsible planners and investors in the modelling process ensured a high suitability for daily use of the models.

Results

The aim of the project was the development of detailed dynamic simulation models with high resolution. These models were then combined to an interdisciplinary overall model, which allowed the simulation of various control strategies for the energy network of an example configuration. With the help of this overall model, it was possible for the first time to realistically quantify the economic benefits of predictive control strategies for the operating mode of energy networks. Furthermore, a methodology for the systematic design of predictive, cost-optimized controls for complex energy networks was developed. This methodology is intended to help in the development of advanced control strategies for a multiplicity of different energy networks of the size of city districts. The simulation studies carried out showed that especially storage technologies are necessary in order to exploit the full potential of predictive control strategies. The savings potential achieved exceeds the additional costs (increased maintenance and installation costs for the storage technologies) and thus an increase in efficiency (=cost reduction) of the overall system could be achieved.

Prospects/Suggestions for future research

A cost-effective way of storing energy is the use of thermally activated building systems. Therefore, a possible next step could be to extend the model predictive control of the overall energy network developed in this project with the control systems that are effective in the building structure - taking thermally activated building systems into account - and to combine them into a comprehensive overall control concept. This would eliminate the need for additionally installed thermal energy storages and thus further decrease the total costs of the system.

1. Ausgangslage

1.1. Entwicklungsbild urbaner Energiesysteme

Der urbane Raum ist Austragungsort zukünftiger Entwicklung - Das rasante Wachstum und die Verdichtung der Städte ist ein weltweit zu beobachtendes Phänomen. Ein globaler Megatrend, der den urbanen Raum zum bevorzugten Lebensort von Menschen macht. Schon heute leben in urbanen Habitaten mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung, mit stark steigender Tendenz. Die laufende Urbanisierung macht den urbanen Raum zu einem zentralen Austragungsort zukünftiger Überlebensstrategien der Menschheit.

Die Transformation des Energiesystems hat begonnen - Die Europäische Kommission hat aufgrund des Klimawandels beschlossen die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren [1]. Dieses Ziel kann nicht ausschließlich durch die Einsparung von Energie mittels effizienterer Technologien erreicht werden, sondern es müssen auch die Potentiale erneuerbarer Energie erschlossen werden. Dieser im europäischen Raum schon vielfach eingeschlagene Weg in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung ist entscheidend mit der Frage der Gestaltung unserer urbanen Energiesysteme verbunden. Mit der Entwicklung immer energieeffizienterer Gebäude und dem massiven Ausbau regenerativer Energiegewinnung wird die Transformation des derzeitigen Energiesystems vorangetrieben.

Komplexitätssteigerung als Folge - Die Abhängigkeit der Energiebereitstellung von nicht steuerbaren und wechselhaften Phänomenen wie Kälte, Wind und Sonne verursacht eine massive Erhöhung der Systemkomplexität. Um die zeitliche Differenz zwischen Energiedargebot, Energieerzeugung und Energieverbrauch zu überbrücken, werden zusätzliche Energiespeicher benötigt und die steigende dezentrale Energieeinspeisung in das Verteilernetz führt zu neuen Herausforderungen im Energie- und Leistungsmanagement. Durch die Einspeisung von Konsumenten werden diese auch zu Erzeugern und Energie wird nicht nur mehr in eine Richtung transportiert. Gegenüber traditionellen Energiekonzepten, bestehen die Energie-konzepte der neuen Generation aus einer höheren Anzahl an Subsystemen bzw. Einzelkomponenten. Die Verschaltung dieser Einzelkomponenten im Sinne koordinierter technischer/ökonomischer Ziele stellt eine große Herausforderung dar.

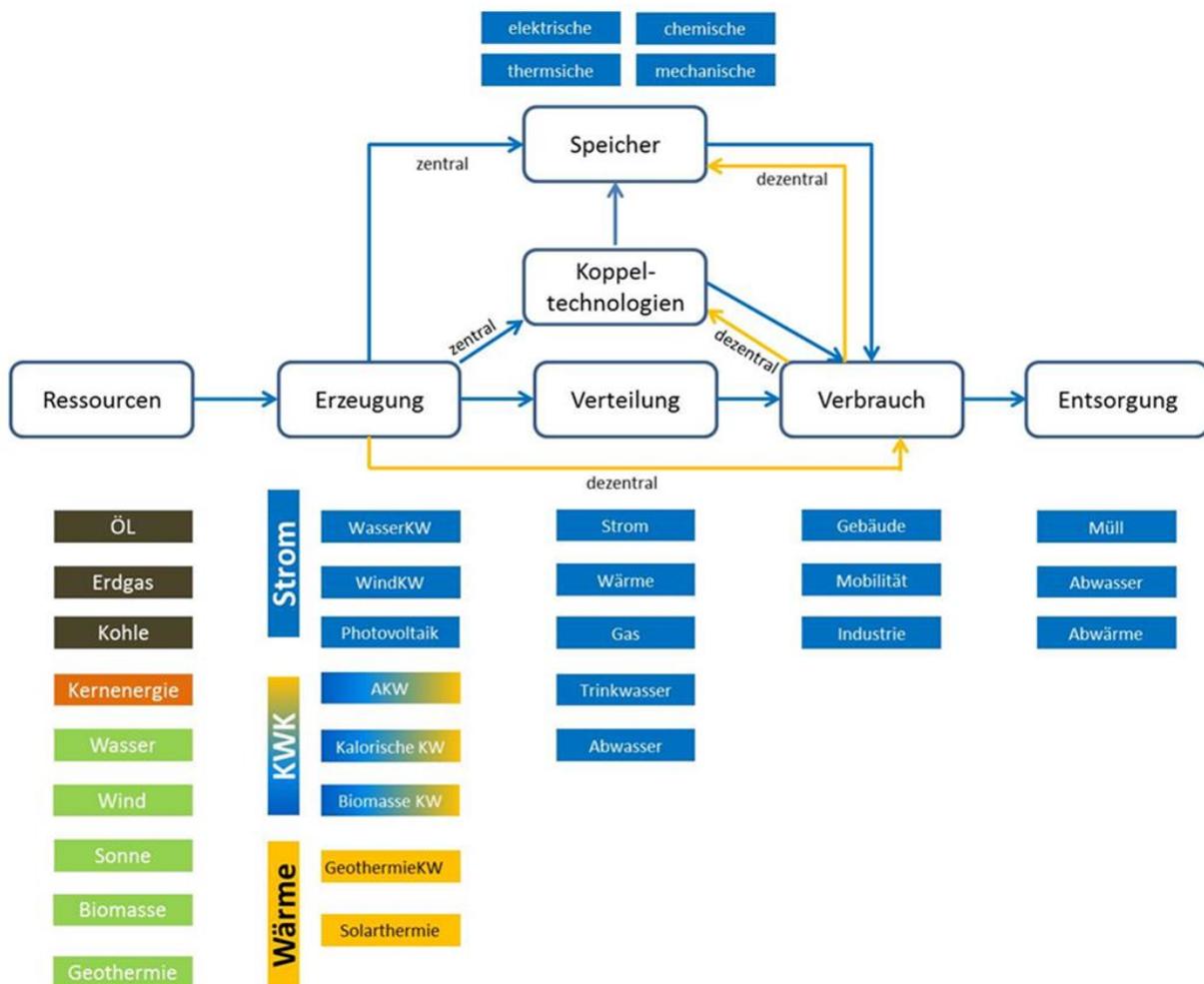


Abbildung 1: Maximalstruktur urbaner Energiesysteme und Ressourcenverbünde in Städten und Stadtquartieren [2]

Anforderungen an Energiesysteme steigen stetig - Gleichzeitig wird der ökonomische, ökologische und soziale Druck auf die Verbesserung unseres Energiesystems laufend erhöht. Sinkende Kaufkraft der meisten Energienutzer, steigende ökologische Anforderungen und die stetig wachsenden gesellschaftlichen Anforderungen an die thermische Konditionierung unserer Gebäude, erhöhen den Druck auf die Performance urbaner Energieverbände. Abbildung 1 zeigt die Maximalstruktur eines urbanen Energiesystems.

Eingeschränktes Entwicklungspotential in der Komponentenentwicklung - Es stellt sich die Frage wie diesem gesellschaftlichen Druck entsprochen werden kann. Die Reduktion der thermischen Verluste des Gebäudebestandes sowie die Reduktion des Wärmeeintrages im Sommer sind mit hochwertigen Gebäudehüllen der neuesten Generation in die Nähe des physikalisch Machbaren gerückt. Und auch die eingesetzten energietechnischen Komponenten zeigen mittlerweile, trotz intensiver Forschungstätigkeit, aufgrund des fortgeschrittenen Entwicklungsstandes, eher kleinteilige Verbesserungspotentiale.

Potential in der systemischen Sichtweise - Demgegenüber birgt die gemeinsame Betrachtungsweise des gesamten Systems nach wie vor große Potentiale zur Steigerung der energietechnischen Effizienz urbaner Energieverbände. Sowohl die Systemarchitektur (Wahl, Dimensionierung und Verkoppelung der einzelnen Komponenten), als auch die Gestaltung deren Betriebsweise und insbesondere des dynamischen, d.h. instationären, Betriebsverhaltens lassen deutliche Effizienzsteigerungen erwarten. Nach Entwicklung der Einzelkomponenten und deren Technologien verschiebt sich der Effizienzdruck nun in Richtung der Weiterentwicklung des Systemverhaltens. Dabei stellt sich die Frage nach der Definition und der Größenordnung solcher Systeme. Der aussichtsreichste Ansatz scheint eine Modularisierung und somit Unterteilung des Gesamtsystems urbaner erneuerbare Energieverbände in Subeinheiten zu sein, um die Komplexität der jeweiligen Regelungsaufgaben bzw. Betriebsführungsstrategien überschaubar zu halten. Diese Unterteilung wird von einer übergeordneten Betriebsführungsstrategie auf urbaner Ebene bis hin zur Regelung einzelner Gebäude oder Gebäudeteile reichen, die natürlich einen sehr unterschiedlichen Detaillierungsgrad in der Berücksichtigung der einzelnen Komponenten aufweisen müssen. Eine wesentliche Rolle innerhalb dieser Schwankungsbreite wird insbesondere den Gebäudeverbänden sowie Stadtquartieren zukommen, auf die sich auch dieses Projekt konzentrieren soll. Deren Systemverhalten ist definitiv komplex genug um durch den Einsatz moderner Regelungs- und Betriebsführungsmethoden eine wirkliche Effizienzsteigerung zu erreichen aber auf der anderen Seite das System noch nicht zu komplex um verschiedene Einflussfaktoren gezielt zu berücksichtigen. Im Gegensatz zur übergeordneten, urbanen Betriebsführung aber auch zur Regelung einzelner Gebäude und Gebäudeabschnitte, gibt es aber gerade im Bereich von Gebäudeverbänden und Stadtquartieren noch sehr wenige Vorarbeiten.

Die Schaffung praktischer Erfahrung sowie Umsetzung erster Test- bzw. Demonstrationsprojekte scheitert häufig an der Kombination aus dem großen Aufwand und der fehlenden Möglichkeit den tatsächlichen Nutzen, die zu erwartenden Lebenszykluskosten sowie die Robustheit moderner, modellprädiktiver Regelungs- und Betriebsführungsstrategien a priori zuverlässig zu bewerten. Ein erster Schritt zur Verbesserung der Entscheidungsgrundlagen und somit zur Begünstigung von Investitionen für Demonstrationsprojekte kann über entsprechende Simulationsstudien erfolgen. In der weiteren Folge dieses Abschnittes soll somit sequentiell auf die Grundlagen urbaner Energiesysteme und deren Modellierung, der Ökonomie sowie deren Regelung eingegangen werden.

1.2. Urbane Energiesysteme und deren Modellierung

Die elektrische Energieversorgung urbaner Gebiete stützt sich zurzeit und in der absehbaren Zukunft auf große zentrale Stromerzeugungsanlagen, wobei aber immer mehr kleine und mittelgroße dezentrale Anlagen in das Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsverteilernetz einspeisen. Durch die Stromeinspeisung der meist kleinen dezentralen Anlagen in urbane Teilnetze, kommt es zu einer Umkehr des Lastflusses, und damit zu deutlich komplexeren Lastsituationen im gesamten Elektrizitätsnetz, als es bisher der Fall war, wo der Lastfluss eindeutig von den großen Erzeugern zu den Kunden gerichtet war. Durch die dezentralen Stromquellen, die vornehmlich regenerative Energieträger nutzen, kommt es zu kurzzeitigen und dabei schwer vorhersagbaren Lastschwankungen und Anforderungen an die einzelnen Teilsysteme im Netz. Aktuell besteht eine der wichtigsten Aufgaben in der Netzerrichtung und Netzbetriebsführung, um das Zusammenspiel der großen und kleinen Stromerzeuger effektiv und effizient zu gestalten. Neue Netz-(betriebs-)formen (Smart Grids) sollen dabei helfen ökonomisch und ökologisch optimal zu agieren [3][4]. In Zukunft wird die thermische Energieversorgung urbaner Gebiete ebenso, zusätzlich zu der Versorgung aus zentralen übergeordneten Energieumwandlungsanlagen (d.h. Kraftwerken) die dezentrale thermische Einspeisung an Bedeutung gewinnen. Industrieprozesse sowie andere lokale Energieumwandlungsanlagen (z.B. solarthermische Anlagen) produzieren Überschüsse, die im lokalen Umfeld genutzt werden können und daher in das lokale Wärmenetz eingespeist werden. Dies führt ähnlich wie bei der elektrischen Einspeisung in das Nieder- und Mittelspannungsnetz zu neuen Herausforderungen bei der Regelung des thermischen Systems.

Energieverbände von Stadtquartieren setzen sich somit meist aus Koppelungen zu zentralen übergeordneten Energieumwandlungsanlagen, lokalen thermischen und elektrischen Energieumwandlungsanlagen, den entsprechenden thermischen und elektrischen Netzen bzw. Speichern sowie den Verbrauchern zusammen (Abbildung 1). Um das Systemverhalten derartiger Systeme untersuchen zu können sind numerische Modelle unumgänglich. Zurzeit dominieren bei der Modellierung jedoch einzeldisziplinär geprägte und auf einzelne Aufgaben fokussierte Softwaretools. Der Bereich des Maschinenbaus entwickelte thermische Modelle zur Abbildung thermischer Prozesse und deren Anlagen. Die Disziplin der Elektrotechnik modelliert vorzugsweise die elektrotechnischen Komponenten urbaner Energiesysteme, wo-gegen der Interessensbereich der Bauwissenschaften detaillierte Modelle zur Abbildung der baulichen Verbrauchsstruktur hervorgebracht hat.

Dezentrale Anlagen sind bereits umfassend und in unterschiedlicher Komplexität in mehreren Simulationstools, wie zum Beispiel TRNSYS [28], Dymola oder IDA ICE [34], modelliert worden. Je nach Anwendungsgebiet kann zwischen den quasi-stationären Tools sisHYD, SIR 3S, Stanet, Termis, PSS Sincal und den Tools, die beliebige Komplexitätsgrade erlauben, wie beispielsweise TRNSYS, Dymola und MATLAB unterschieden werden. Wärmespeicher wurden beispielsweise in MATLAB [5], Dymola, TRNSYS [6] und IDA ICE [7] in unterschiedlichen Detaillierungsgraden modelliert.

Die Integration der klassischen Stromverbraucher (wie z.B. elektrische Beleuchtung, Motoren, IKT, ...) und Wärme- und Kälteerzeugern (wie z.B. Heizungsanlagen, Klimaanlage, thermischen Speichern, Blockheizkraftwerken, Wärmepumpen) verspricht in Verbindung mit elektrischen und thermischen Speichern die Hebung großer Synergiepotenziale mit ökologischen und ökonomischen Konsequenzen.

In urbanen Energiesystemen sind Gebäude die größten Verbraucher thermischer Energie. Deren Modellierung muss in der Lage sein die bauliche Struktur, das Nutzungsverhalten sowie die

dazugehörigen gebäudetechnischen Anlagen in einem, für die jeweilig gewünschte Aussage, ausreichenden Detaillierungsgrad abzubilden. Methodisch kann grundsätzlich zwischen der sogenannten „kausalen“ und der „akausalen“ Modellierung unterschieden werden. Die kausale Modellierung, in der den Gebäudemodellkomponenten Ein- und Ausgangsgrößen explizit zugewiesen werden, wird von traditionellen Gebäudesimulationsprogrammen, wie zum Beispiel TRNSYS, DOE-2, ESP-r, genutzt. Der akasale Modellierungsansatz beschreibt die Komponenten anhand von Gleichungen ohne eindeutige Zuweisung der Eingangs- und Ausgangsgrößen und ist daher leichter erweiterbar und flexibler einsetzbar [8]. Die neue Generation der Simulationsprogramme, wie EnergyPlus, Dymola oder IDA ICE, verwendet den akasalen Modellierungsansatz. Auch hinsichtlich des elektrischen Stromverbrauchs in Städten stellen Gebäude die größten Lasten dar. Die klassischen Netzberechnungsmethoden (Lastfluss, Kurzschluss, Stabilität), haben a priori bisher nicht das Ziel verfolgt energie- und kosteneffiziente Systeme zu schaffen, vielmehr werden mithilfe der Lastflussberechnung die Betriebsmittel, wie z.B. die Freileitungen, Kabel und Transformatorstationen dimensioniert und die Zulässigkeit der zu erwartenden Betriebszustände und Schutzmaßnahmen sichergestellt.

Der Grund unterschiedliche Simulationstools zu verwenden und letztendlich über eine Co-Simulationsplattform zu verbinden ist, dass jedes einzelne Tool damit seine Stärken einsetzen kann. In TRNSYS sind für thermische Anlagenkomponenten viele detaillierte Modelle vorhanden, die teilweise seit mehr als 30 Jahren in Verwendung sind und mehrfach validiert wurden. Diese Komponenten in einem anderen Simulationstool in ähnlicher Qualität abzubilden wäre ein erheblicher Aufwand. In MATLAB sind Methoden für MPC-Regelung bereits vorhanden und ebenso nur mit einem Mehraufwand in anderen Simulationstools implementierbar. Mit IDA ICE ist es möglich Gebäude-Modelle für ganze Stadtquartiere über GIS Daten und Bauphysikdatenbanken automatisch zu generieren, was eine erhebliche Erleichterung gegenüber anderen Simulationstools darstellt.

Zwar gibt es vereinzelt bereits Tools (z.B.: deeco, Urbs Times-Region) zur ganzheitlichen Modellierung von Energiesystemen und deren Interaktionen. Diese besitzen jedoch bei weitem nicht denselben Detaillierungsgrad wie die einzeldisziplinären Simulationstools und stellen Prozesse und Abhängigkeiten wesentlich vereinfacht dar oder vernachlässigen diese gar. Oftmals werden solche Tools verwendet, um langfristige Investitionsentscheidungen der energiewirtschaftlichen Akteure auf die Performance des Energieversorgungssystems zu erfassen um damit eine erfolgreiche Unternehmensstrategie zu identifizieren oder um Prioritäten für Forschung und Entwicklung festzulegen. Ebenso sollen sie im Rahmen der Stadtentwicklung eine Hilfestellung bei der Bestimmung der im betrachteten Energieversorgungssystem vorhandenen oder potenziell einsetzbaren Energieumwandlungstechnologien bieten (siehe z.B.: [18], [19]). Für komplexe, echtzeitfähige Simulationen bei hoher zeitlicher Auflösung und Berücksichtigung komponentenspezifischer Effekte, wie sie für die im Rahmen des Projektes geplanten Arbeiten erforderlich sein werden, wären diese Simulationstools aber nicht geeignet.

1.3. Ökonomie urbaner Energiesysteme

Es stellt sich die Frage, auf welche Weise sich die veränderten energietechnischen Systemkonfigurationen und der Anstieg volatiler Einspeiser auf die ökonomischen Verhältnisse in urbanen Energieverbänden auswirken wird. Aktuell ist jedoch noch unklar, ob und wenn ja in welchem Maße sich Investitionen in hybride Technologien, dezentrale Speicher oder neuartige Regelungen im Vergleich zu konventionellen Strukturen finanziell rentieren. Die mit dieser Frage verbundenen

Unsicherheiten führen zu der Aufgabenstellung, nicht nur die energietechnischen Konsequenzen als ebenso die ökonomische Perspektive zu bewerten.

Oftmals sind ökonomische Bewertungen solcher Systeme nur auf die Kosten für elektrische Energie, Wärme oder Gas beschränkt aber berücksichtigen nicht den Einfluss vom Wirkungsgrad und Teillastverhalten der Anlagen, Ladezustände der Speicher, Auswirkungen der von der Regelung vorgeschlagenen Betriebsweise (z.B.: Stopp-Go-Betrieb) auf die Lebensdauer der einzelnen Komponenten, Kosten für die Wärmerückgewinnung etc. All diese Faktoren müssen jedoch berücksichtigt werden um eine wahrheitsgetreue wirtschaftliche Evaluierung solcher Systeme durchführen zu können. Allerdings existieren in den meisten Fällen keine oder bestenfalls nur sehr einfache Modelle zum Zweck einer solch umfassenden wirtschaftlichen Bewertung. Bei Existenz solcher wirtschaftlicher Bewertungsmodelle können diese nicht bloß zur ökonomischen Bewertung eines Systems herangezogen werden, sondern in vereinfachter Form auch aktiv in der Regelung berücksichtigt werden. Ein Beispiel von Regelungen welche auf Basis solcher wirtschaftlichen Modelle das System optimal regeln, ist die Klasse der ökonomisch modellprädiktiven Regelungen (EMPC – Economic model predictive control). Ein sehr moderner Zugang zur ökonomischen Regelung von Energiesystemen stellt dabei die Kombination einer unterlagerten EMPC Regelung mit einer überlagerten „Unit Commitment (UC)“-Steuerung dar, welcher unter anderem an der University of Denmark verfolgt wird [9][10]. Bei diesem Ansatz wird zuerst ein UC Problem für die optimale Einsatzreihenfolge auf Basis einer einfachen ökonomischen Zielfunktion inkl. Restriktionen gelöst. Diese Einsatzreihenfolge dient danach als grobe Steuerung für das Gesamtsystem, welche danach unter Berücksichtigung aktualisierter zuverlässiger Prognosen von der unterlagerten EMPC „reoptimiert“ wird. Weitere Ansätze zur Integration ökonomischer Modelle und Optimierungen finden sich beispielsweise in [11].

1.4. Regelung urbaner Energieverbände

Bei der Regelung und Betriebsführung urbaner Energieverbände muss zwischen den unterschiedlichen Größenordnungen unterschieden werden. Dabei reicht die Variationsbreite von der Gebäudeautomatisierung über die übergeordnete, gemeinsame Regelung von Energieverbänden in Gebäudeverbänden und Stadtquartieren bis hin zu urbanen Betriebsführungsstrategien für die Energieverteilung sowie die Einschaltreihenfolge einzelner Erzeuger. Wie schon zuvor erwähnt, wird auf dem Gebiet der zukünftigen Stadtentwicklung insbesondere die Regelung und Koordination komplexer Energieverbände innerhalb eines Stadtquartiers eine große Herausforderung darstellen. Bisher erfolgte die übergeordnete Regelung dieser Systeme meist auf relativ einfache Art und Weise in starker Anlehnung an einfache Methoden der Gebäudeautomatisierung durch die Betrachtung mehrerer entkoppelter Regelkreise (z.B. Heizungs- und Warmwasserregelkreis), dem Auswerten simpler Regelbedingungen (z.B. Pufferspeicher vollgeladen ja/nein) und dem Einsatz konservativer Regelungsmethoden (z.B.: Proportional-Integral (PI) Regler).

Solche Regelungen können jedoch bei weitem nicht das volle Potential eines solchen komplexen Systems ausschöpfen, da sie das dynamische Verhalten der verschiedenen thermischen Quellen und Senken und insbesondere die vorhandenen Energiespeicher nicht geeignet berücksichtigen und keinen oder zu wenig Gebrauch von Verbrauchs- und Ertragsprognosen machen, welche inzwischen z.B. im Sinne von OpenData [12] immer einfacher verfügbar wären. Besonders der Koordination von elektrischen und thermischen Speichern in Verbindung mit volatilen erneuerbaren Energien und Wärmepumpen wurde bislang wenig Achtung geschenkt.

Im kleineren Maßstab, im Bereich der Regelung von Gebäuden oder Gebäudeabschnitten, welche in der Praxis die gleichen regelungstechnischen Defizite aufweisen, wurde deshalb in den letzten Jahren national wie international zunehmend geforscht und der Einsatz verschiedener moderner Regelungstechniken untersucht, z.B. [13][14], unter denen vor allem modellprädiktive Regelungen (MPC), z.B. [15][16][17], hervorzuheben sind.

Diese Art der Regelung kann unter Einsatz vereinfachter mathematischer Modelle, welche Verkoppelungen zwischen einzelnen Größen explizit berücksichtigen, sowie das dynamische Verhalten der Systeme beschreiben, und unter Zuhilfenahme von Prognosedaten, vorausschauend agieren. Die MPC berechnet dabei laufend (z.B. alle 15 Minuten) die optimalen Stellgrößen für einen Prognosehorizont (z.B. 48 Stunden), mit dem Ziel eine definierte Kostenfunktion (z.B. den Primärenergieeinsatz) zu minimieren. Das erste Intervall der berechneten Stellgrößen wird danach auf das System aufgeschaltet und die Berechnung durch die MPC beginnt von neuem. Dabei können auch gleichzeitig Beschränkungen der Stell-, Regel- und Zustandsgrößen berücksichtigt werden.

Neben dem Einsatz in Gebäuden, wird eine, im Aufbau ähnliche Art der Regelung auch im Bereich der Produktionsplanung von großen Energieversorgungsunternehmen angewendet. Dabei geht es um die Berechnung der zukünftigen (typischerweise für den nächsten Tag) optimalen Betriebsweise (Betriebsführung) aller zum Unternehmen gehörenden Energieerzeuger unter primärer Berücksichtigung von Preisprognosen für Öl, Gas, Strom etc. (siehe z.B. [20]). Die optimale Betriebsführung entspricht dabei einer Ertragsmaximierung des Unternehmens welche jedoch nicht zwingend einer Effizienzmaximierung entspricht. Dieses Optimierungsproblem, zu deren Lösung es bereits kommerzielle Softwarepakete gibt (siehe z.B. BoFiT, DT.Energy) unterscheiden sich jedoch in mehreren Punkten deutlich von den genannten MPC Regelungen.

Erstens handelt es sich bei solchen Tools für die Produktionsplanung oftmals gar nicht um Regelungen sondern bloß um Steuerungen, da sie keine, oder nur eine sehr verspätete Rückkopplung aufweisen. Zweitens sind die einzelnen Energieerzeuger dabei nur sehr vereinfacht (typischerweise statisch) modelliert und viele darunter ablaufende Prozesse überhaupt vernachlässigt. Drittens ist das dabei zu lösende Optimierungsproblem wesentlich komplexer (mehr Optimierungsvariablen, mehr Einflussgrößen) und kann obwohl es auf einer besonders leistungsstarken IT-Infrastruktur ausgeführt wird, oftmals nicht vollständig gelöst werden. In diesem Fall muss mit der gefundenen Lösung bestmöglich umgegangen werden. Aufgrund der angeführten Punkte und dem Umstand, dass solche Tools viel zu unflexibel sind um auf kurzfristige Änderungen reagieren zu können ist ein Übertragen in den Bereich der Automatisierung von Gebäudeverbänden oder Stadtquartieren nur sehr eingeschränkt möglich.

Eine vorausschauende Regelung wäre aber auch für komplexe Energieverbände in Stadtquartieren sinnvoll, da die einzelnen Komponenten verschiedenen Beschränkungen unterliegen und darüber hinaus der zukünftige Ertrag erneuerbarer Energiequellen (Windkraftwerke, PV, Solarthermie) aber auch aus Abwärmenutzung sowie auch der Energieverbrauch aufgrund der zunehmend besser verfügbaren Wetterprognosedaten ständig besser abgeschätzt werden kann. Gerade in diesem Größenbereich gibt es aber noch keine nennenswerten Vorarbeiten, weshalb sich das beantragte Projekt genau darauf konzentrieren soll. Die verfügbaren Vorarbeiten zur modellprädiktiven Regelung des Energiesystems von Gebäuden können definitiv eine gute Basis für Gebäudeverbände und Stadtquartiere darstellen. Aufgrund der deutlich höheren Komplexität wird im Fall von

Gebäudeverbänden und Stadtquartieren aber in jedem Fall ein deutlich abweichender Detaillierungsgrad angestrebt werden müssen.

1.5. Fazit

Das rasante Wachstum unserer Städte und die stattfindende Transformation der urbanen Energiesysteme in Richtung einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger bringt die in die üblicherweise eingesetzten steuerungs- und regelungstechnischen Methoden insbesondere bei Energieverbänden in Gebäudeverbänden und Stadtquartieren an ihre Grenzen und darüber hinaus, da deren Komplexität damit nicht mehr zufriedenstellend und effizient umsetzbar ist. Bei Energiedienstleistern, Städteplanern, Investoren und auch Automatisierungstechnikunternehmen besteht ein hoher Bedarf verbesserte Betriebsführungs- und Regelungsstrategien zu entwickeln um einerseits die Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit und andererseits die Effizienz der Energieversorgung urbaner Gebäudeverbände und Quartiere gewährleisten zu können. Die publizierte Fachliteratur zeigt im Bereich des energietechnischen Betriebsverhaltens urbaner Quartiere, den dabei eingesetzten Regelungsstrategien und den benötigten ökonomischen Modellen, einen bescheidenen, akademisch dominierten Erkenntnisstand. Ein erster Schritt zur Verbesserung der Entscheidungsgrundlagen und somit zur Begünstigung von Investitionen für Demonstrationsprojekte kann über entsprechende Simulationsstudien erfolgen. Aber auch eine dazu erforderliche gemeinsame Betrachtung der Domänen (Energietechnik (thermisch und elektrisch), Regelungstechnik, Ökonomie) in der Gestaltung urbaner Energiesysteme nur in Ansätzen zu finden. Das übergeordnete Ziel dieses Projektes ist deshalb die Entwicklung einer Methode zur systematischen und effizienten Erstellung kostenoptimierender, vorausschauender Regelungsstrategien für komplexe Energieverbände in Stadtquartieren sowie einer Methode die damit verbundenen Lebenszykluskosten bereits im Vorfeld mittels Simulation zu identifizieren, bewerten und optimieren zu können und damit die Grundlage für Investitionsentscheidungen in volatile erneuerbare Energieträger zu stärken.

2. Projektinhalt

Das Ziel des vorliegenden Projektes ÖKO-OPT-QUART ist, anhand einer konkreten Beispielkonfiguration, energietechnische, ökonomische und regelungstechnische Modelle zur Simulation der Betriebsführung komplexer Energieverbände von Stadtquartieren zu entwickeln, um bereits im Vorfeld die Investitions-, Errichtungs- und Betriebsführungsstrategie mit dem größten wirtschaftlichen Nutzen zu identifizieren und zuverlässig bewerten zu können.

Dazu wurde in einem ersten Schritt eine realitätsnahe Beispielkonfiguration definiert, welche dann mithilfe einer komplexen, instationären und zeitlich hochaufgelösten Co-Simulation – bestehend aus einer Simulation der sich im Stadtquartier befindlichen Gebäuden, einer Simulation der Energiezentrale des Stadtquartiers und der Implementierung der jeweiligen Regelungsstrategie – simuliert wurde. Im Anschluss wurden die Ergebnisse der durchgeführten Co-Simulationen mit einem eigens dafür entwickelten ökonomischen Modell bewertet, um eine zuverlässige Aussage über den wirtschaftlichen Nutzen unterschiedlicher Regelungsstrategien treffen zu können.

2.1. Definition der Beispielkonfiguration

Als Untersuchungsobjekt in diesem Projekt werden zwei Quartiere des in Planung befindlichen Stadtentwicklungsgebietes Graz-Reininghaus herangezogen. Durch Beteiligung der befassten Planer am vorliegenden Forschungsprojekt, konnte eine praxisnahe (und vor allem auch praxisrelevante) Beispielkonfiguration definiert werden.

Um einen sinnvollen bzw. fairen Vergleich der Beispielkonfiguration – einmal geregelt mit herkömmlichen regelungstechnischen Ansätzen und einmal geregelt mit einer modellprädiktiven Regelung – zu ermöglichen, wurden zwei Szenarien (Basis- und erweitertes Szenario) der Beispielkonfiguration definiert, welche in den nachfolgenden Abschnitten 2.1.1 und 2.1.3 genauer beschrieben sind.

2.1.1. Basisszenario

Das Basisszenario soll als Referenzszenario für ein herkömmlich geregeltes System, also mit konventioneller Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR), dienen und besteht aus den folgenden Komponenten: Zwei Wärmepumpen ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$), welche zum Heizen und Kühlen der Stadtquartiere eingesetzt werden können; einem Brunnen, welcher den Wärmepumpen als Niedertemperaturwärmequelle dient bzw. welcher zur Rückkühlung eingesetzt werden kann; einem Kühlturm ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$) zur Rückkühlung, falls der Brunnen alleine nicht ausreicht bzw. eine Rückkühlung über diesen gerade nicht möglich ist; einer Photovoltaikanlage; und einem Anschluss an die Fernwärme bzw. an das Stromnetz (siehe Abbildung 2). Das Heizen erfolgt dabei über Fußbodenheizungen, womit eine Vorlauftemperatur von 50°C ausreicht. Zusätzlich verfügen die Wohneinheiten in den geplanten Quartieren über Warmwasserspeicher, welche während eines Zeitfensters in der Nacht über das Wärmenetz aufgeladen werden. Dafür ist eine Anhebung des Vorlaufs auf 60°C nötig, welche über die Fernwärme realisiert wird. Die Kühlung beschränkt sich auf Geschäfts- und Bürogebäude; der Kühlbedarf der Wohneinheiten wird über VRV-System realisiert.

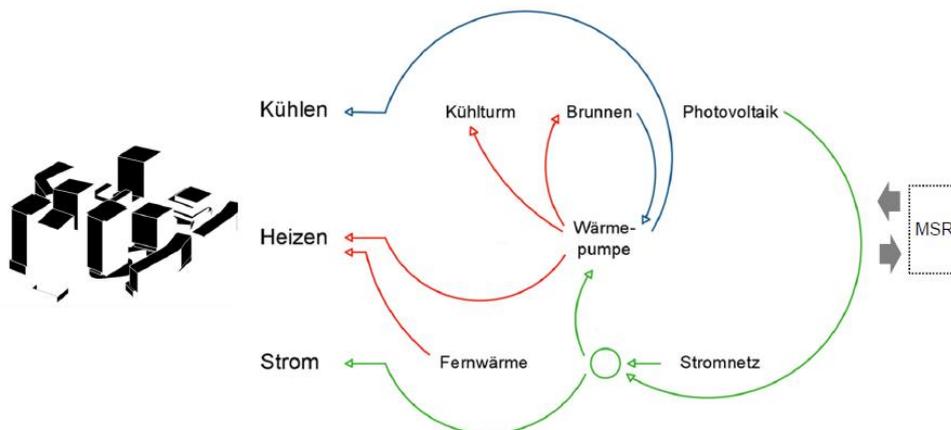


Abbildung 2: Anlagenkonzept der Energiezentrale des Basisszenarios bestehend aus zwei zusammengefassten Wärmepumpen ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$), welche zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden können, einem Brunnen, welcher den Wärmepumpen als Niedertemperaturwärmequelle dient bzw. welcher zur Rückkühlung eingesetzt werden kann, einem Kühlturm ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$) zur Rückkühlung, falls eine Rückkühlung über den Brunnen nicht ausreicht bzw. nicht möglich ist, einer Photovoltaikanlage und Anschlüssen an die Fernwärme sowie das Stromnetz.

Das Anlagenkonzept der Energiezentrale des Basisszenarios wurde in starker Anlehnung an den Planungsvorschlag der befassten Planer der Energiezentrale gewählt, wobei im Planungsvorschlag noch keine Photovoltaikanlage vorgesehen war. Diese wurde innerhalb dieses Projekts als weitere

erneuerbare Energiequelle hinzugefügt. Deren Dimensionierung wurde unter Berücksichtigung der realen Rahmenbedingung durchgeführt und ist im nächsten Abschnitt beschrieben.

2.1.2. Modellierung und Dimensionierung der Photovoltaikanlage¹

Die angestrebte Transformation der urbanen Energieversorgung in Richtung erneuerbarer Energieträger legt nahe, ein zukunftsfähiges urbanes Stadtquartier mit einer leistungsfähigen PV-Anlage auszustatten. Aufgrund des Regelfalls der enormen Flächenkonkurrenz in Bezug auf horizontale Stadtflächen bietet sich die Ausstattung geeigneter Gebäude zur Stromproduktion an. Im vorliegenden Projekt wird dazu, beispielhaft, ein direkt angrenzendes Industriegebäude herangezogen. Das Gebäude hat eine östliche Ausrichtung ($-17,48^\circ$) der Hauptfassade (Frontfläche OBEN und Frontfläche UNTEN) und mehrere für die Installation von PV-Modulen in Frage kommende Fassaden- und Dachflächen (Abbildung 3).

Auf die Nordseite des Gebäudes werden keine PV-Module montiert, da der zu erwartende Ertrag zu gering wäre. Für die auf den Dachflächen montierten PV-Module werden die elektrischen Erträge und das Erzeugerprofil für verschiedene Positionierungen (Neigung, azimutale Ausrichtung und Modulreihenabstand), unter Berücksichtigung der Horizontverschattung durch umliegende bestehende und geplante Objekte, sowie der gegenseitigen Verschattung der PV-Module ermittelt. Bei den Frontflächen erfolgt die Montage parallel zur Fassade bei minimalem Modulreihenabstand.

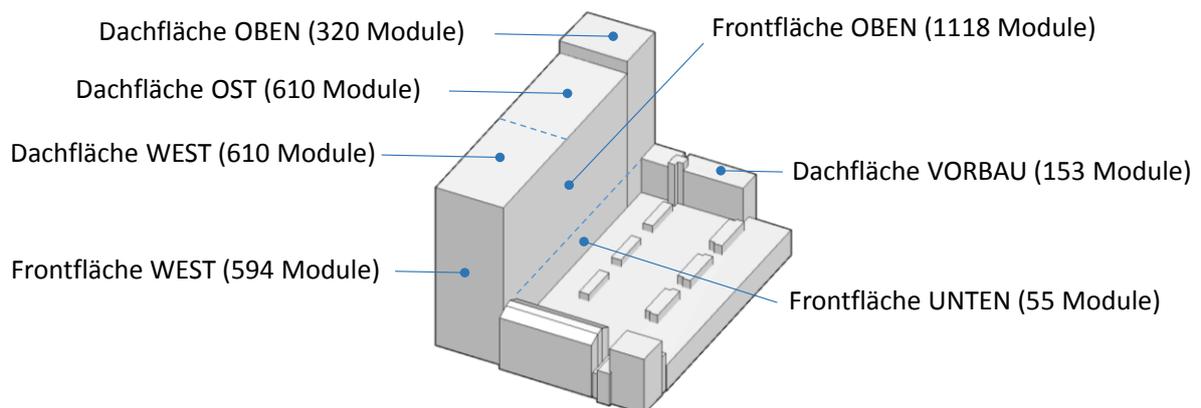


Abbildung 3: Schema des Industriegebäudes mit zugehöriger Unterteilung der mit PV-Modulen bebaubaren Flächen. Photovoltaik-Modul: Mitsubishi PV-MLT255HC, $P_{Max} = 247,4 \text{ W}$, 4 Module ca. 1 kWp

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse der Simulationen für den elektrischen Jahresertrag $W_{\text{Jahr,ges}}$ und die Modulanzahl $Mod.Anz.$ für alle Dachflächen, bei jeweils optimaler Positionierung hinsichtlich azimutaler Ausrichtung bei unterschiedlichen Neigungswinkeln der Module γ_{Mod} und Modulreihenabständen l_{Reihe} , aufgelistet. Der maximale elektrische Jahresertrag ergibt sich bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ sowie einem Modulreihenabstand von $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$. Es ist zu erkennen, dass sich bei dieser Variante eine maximale Modulanzahl von $Mod.Anz. = 1748$, mit einer installierten Leistung von $P_{Inst} = 432,45 \text{ kW}$ ergibt.

¹ Zahlen und Textaussagen nach Dipl.-Ing. Martin Fürnschuß, Dipl.-Ing. Mike Lagler und Dr. Ernst Schmutzter, Technische Universität Graz, 2018

Tabelle 1: Elektrische Jahreserträge $W_{Jahr,ges}$ und Modulanzahl $Mod.Anz.$ aller Dachflächen für unterschiedliche Modulneigungen γ_{Mod} und Modulreihenabstände l_{Reihe}

γ_{Mod}	$l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$		$l_{Reihe} = 25 \text{ cm}$		$l_{Reihe} = 50 \text{ cm}$		$l_{Reihe} = 100 \text{ cm}$	
	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$
1 °		–		–		–		–
25	407,42	1392	323,80	1104	269,51	958	201,52	701
30	428,53	1438	338,69	1171	279,43	937	206,92	692
35	453,26	1512	355,46	1226	291,61	967	214,84	709
40	492,23	1633	373,70	1235	303,56	1025	221,49	740
45	518,80	1748	394,60	1319	316,29	1048	227,88	758

Aufgrund der parallelen Montage zur Fassade erfolgt keine Berechnung für unterschiedliche Modulneigungswinkel γ_{Mod} , azimutale Ausrichtungen und Modulreihenabstände l_{Reihe} . Es wird jene Positionierung gewählt, für welche die Anzahl der zu installierenden Module maximal wird. Die Anschlussleistung der auf den Frontflächen montierten Module beträgt $P_{Inst} = 548,24 \text{ kW}$. Die elektrischen Jahreserträge und die Modulanzahlen der Frontflächen zeigt Tabelle 2. Die tatsächlich während der Co-Simulation gelieferten Leistungen werden vor der Simulation auf Grund des vorliegenden Wetterprofils passend zu dem gewählten Szenario berechnet und der Co-Simulation zur Verfügung gestellt.

Tabelle 2: Elektrische Jahreserträge ($W_{Jahr,ges}$) und Modulanzahl ($Mod.Anz.$) der Frontflächen

Frontfläche Oben		Frontfläche Unten		Frontfläche West		Gesamt	
$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$	$W_{Jahr,ges}$ MWh	$Mod.Anz.$
217,50	1118	95,90	504	118,32	594	431,72	2216

2.1.3. Erweitertes Szenario

Das erweiterte Szenario der Beispielkonfiguration soll als Vergleichsszenario für den Einsatz einer modellprädiktiven Regelung dienen. Da das Basisszenario bereits gut dimensioniert wurde und über keine Speichermöglichkeiten verfügt, wären die Möglichkeiten für die modellprädiktive Regelung sehr eingeschränkt und wäre mit einer Verbesserung nicht zu rechnen. Um das volle Potential der modellprädiktiven Regelung ausschöpfen zu können, wurde das Anlagenkonzept der Energiezentrale daher mithilfe eines optimierungsbasierten Modells (siehe Abschnitt 2.1.4) auf mögliche sinnvolle Erweiterungen untersucht. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, dass eine Investition in einen thermischen Speicher sowie in eine Batterie sinnvoll ist, um die Performance der modellprädiktiven Regelung weiter zu steigern bzw. die jährlichen Gesamtkosten zu senken. Zusätzlich wurden die empfohlenen Speicher- bzw. Batteriegrößen automatisch mithilfe des optimierungsbasierten Modells bestimmt. Abbildung 4 illustriert das resultierende Anlagenkonzept der Energiezentrale des erweiterten Szenarios.

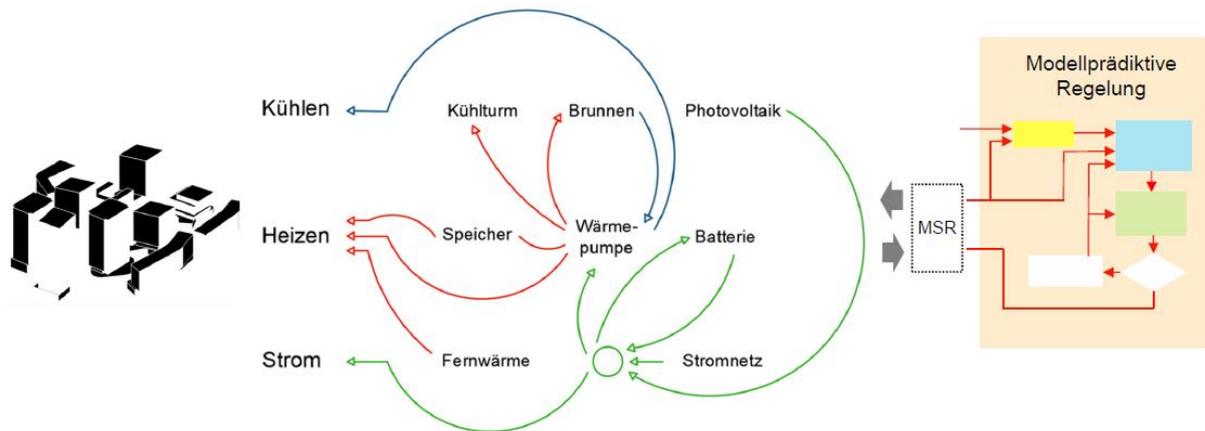


Abbildung 4: Anlagenkonzept der Energiezentrale des erweiterten Szenarios, welches eine Erweiterung des Basisszenarios um einen thermischen Speicher, eine Batterie und die modellprädiktive Regelung vorsieht.

2.1.4. Optimierungsbasierte Dimensionierung des thermischen Speichers und der Batterie

Zur Potentialabschätzung und korrekten Dimensionierung des thermischen Speichers und der Batterie für die Energiezentrale wurde ein optimierungsbasiertes Modell mithilfe der algebraischen Modellierungssprache *General Algebraic Modeling System* (GAMS) entwickelt. Abbildung 5 stellt das optimierungsbasierte Modell, welches es ermöglicht das Gesamtenergiesystem ein ganzes Jahr mit stündlicher Zeitauflösung (8760-Simulation) vereinfacht zu simulieren (bzw. zu optimieren), auf vereinfachte Weise dar. Der optimale Betrieb aller vorhandenen Anlagen durch eine modellprädiktive Regelung wird in diesem Modell bereits vereinfacht mitberücksichtigt. In Tabelle 1 sind die für die Optimierung herangezogenen Randbedingungen des Speichers und der Batterie aufgelistet, wobei die jährlichen Kosten des Speichers bzw. der Batterie von der mittleren Lebensdauer, dem gewählten Zinssatz (3 %) und der gewählten Größe abhängen. Für den Wärmeimport aus dem Fernwärmenetz wurde ein Preis von 12 ct./kWh angenommen. Für Importe aus dem Stromnetz wurde folgender Tag- und Nachtstromtarif hinterlegt: 20 ct./kWh in den Zeiten von 06:00 – 20:00 Uhr (Tagtarif) bzw. 6 ct./kWh außerhalb dieser Zeiten (Nachtтарif).

Zur Bestimmung der optimalen Speicher- und Batteriegrößen wurde die optimierungsbasierte Dimensionierung für alle definierten Klima- und Lastvarianten (siehe Abschnitt 2.5) berechnet und dann der Mittelwert der optimalen Speicher- bzw. Batteriegrößen gebildet. Die für jede Variante benötigten Kühl-, Heiz- und Stromlasten wurden aus der Gebäudesimulation (siehe Abschnitt 2.2.1) extrahiert und auf Stundenprofile umgerechnet. Der Ertrag der Photovoltaikanlage für die jeweilige Klimavariante wurde der Dimensionierungsberechnung der Photovoltaikanlage entnommen (siehe Abschnitt 2.1.1) und ebenfalls in ein Stundenprofil umgerechnet.

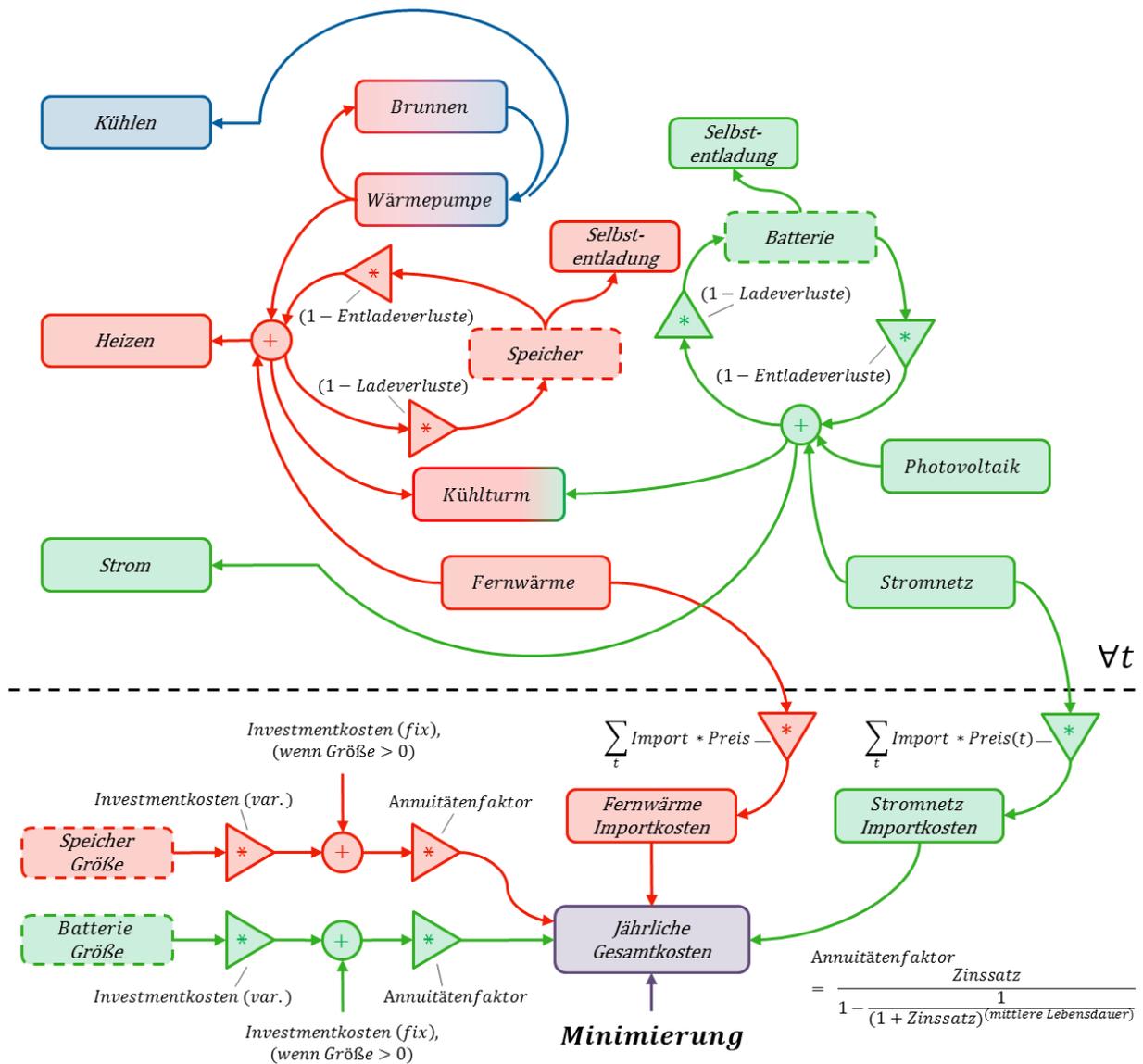


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung des optimierungsbasierten Modells zur optimalen Dimensionierung der unbekanntem Speicher- bzw. Batteriegrößen des erweiterten Szenarios.

Unter den gegebenen Randbedingungen, den festgelegten Importpreisen für Fernwärme und Stromnetz und den gegebenen Kühl-, Heiz- und Stromlasten konnten folgende mittlere Größen bestimmt werden:

- Thermischer Speicher: 170 m³
- Batterie: 6.000 kWh

Tabelle 3: Randbedingungen des Speichers und der Batterie für die optimierungsbasierte Dimensionierung, wobei die jährlichen Kosten des Speichers bzw. der Batterie von der mittleren Lebensdauer, dem gewählten Zinssatz (3%) und der gewählten Größe abhängen.

	Investmentkosten (fix)	Investmentkosten (var.)	mittlere Lebensdauer	Ladeverluste	Entladeverluste
Speicher	520 €	1.050 €/m ³	25 Jahre	0,1 kW/kW ⁻¹	0,1 kW/kW ⁻¹
Batterie	-	250 €/kWh	8 Jahre	0,04 kW/kW ⁻¹	0,04 kW/kW ⁻¹

Interpretation der Ergebnisse der optimierungsbasierten Dimensionierung

Thermische Speicher dieser Größenordnung sind keine Seltenheit bei Energiesystemen dieser Größe. Das Ergebnis der optimierungsbasierten Dimensionierung liegt im Bereich üblicher Speichergrößen solcher Systeme und deckt sich mit Expertenmeinungen zur Dimensionierung solcher Systeme.

Die Größe des Batteriespeichers (und das daraus resultierende Batterieinvestment) überrascht zunächst etwas. Typischerweise werden Batteriespeicher für die Speicherung von überschüssiger Erzeugung aus einer Photovoltaikanlage genutzt. Dies ist zwar hier auch der Fall, die (enorme) Größe der Batterie kommt hier jedoch durch die aktive Nutzung des Tag- Nachttarifs der modellprädiktiven Regelung zustande. Durch Verschiebung von günstigem Strom aus der Nacht in den Tag können die jährlichen Betriebskosten derart gesenkt werden, dass sich die Investition in einen großen Batteriespeicher immer noch rechnet. Bei zukünftigen variablen Strompreisen könnte ein solcher Batteriespeicher sogar noch größere Einsparungen in den Betriebskosten erzielen, sofern die modellprädiktive Regelung die zukünftige Preisentwicklung genau kennt bzw. diese mit Wissen aus der Vergangenheit innerhalb gewisser Schranken richtig abschätzen kann.

Unterscheidung optimierungsbasierten Dimensionierung und modellprädiktive Regelung

Die optimierungsbasierte Dimensionierung optimiert den Betrieb der Energiezentrale für ein ganzes Jahr mit stündlicher Zeitauflösung und simuliert dadurch automatisch das Verhalten einer modellprädiktiven Regelung mit. Aufgrund der Vielzahl an Entscheidungsvariablen (Jahresbetrachtung verbunden mit Dimensionierung) kann dies natürlich nur auf vereinfachter Art und Weise geschehen. Daher kann der von der optimierungsbasierten Dimensionierung erstellte Fahrplan auch nicht für Regelungszwecke in einem Realsystem herangezogen werden.

2.2. Co-Simulations Framework

Eine reine thermische Anlagen- und Gebäudesimulation kann für sich alleine schon relativ komplex sein. Die Anforderungen an eine solche Simulation werden immer höher, wodurch man bei vorgegebenen Aufgabenstellungen immer wieder an die Grenzen der bevorzugten Simulationsumgebung (z.B. TRNSYS) stößt. Vor allem fortgeschrittene Regelungskonzepte wie die modellprädiktive Regelung (MPC, *Model Predictive Control*) lassen sich in solchen Simulationsprogrammen derzeit noch nicht direkt umsetzen. Aber auch ganz generell hat jedes Programm seine Schwächen und Stärken. In multidisziplinären Forschungsprojekten kommt es daher auch nicht selten vor, dass jeder Projektpartner auf andere Simulationswerkzeuge setzt. Um mehrere solcher Werkzeuge in einem Simulationssetup zu nutzen kann der Ansatz der Co-Simulation gewählt werden. Dadurch können die Schwächen einer einzelnen Simulationsumgebung umgangen werden und auch jeder Projektpartner mit seinen gewohnten Werkzeugen arbeiten.

Die Zielsetzung von "Co-Simulation" ist es, im Entwicklungsprozess die Problemstellungen aus unterschiedlichen Fachbereichen zusammenzuführen und somit die komplexen Wechselwirkungen der Teilsysteme adäquat berücksichtigen zu können. Die Kopplung unterschiedlicher, spezifischer und bereits etablierter Simulationsprogramme (bzw. der darin implementierten Modelle) aus verschiedenen Entwicklungsdomänen stellt einen zukunftssträchtigen Weg dar das Verhalten eines komplexen Gesamtsystems simulieren zu können.

Chancen der Co-Simulation:

- Einbindung weiterer (der Aufgabenstellung gerechter) Simulationssprachen und damit Abdeckung eines größeren Einsatzbereiches im Entwicklungsprozess
- Austausch von einzelnen Simulationsblöcken entsprechend dem Fortschritt des Entwicklungsprozesses gegen detailliertere Blöcke
- Durch „gezwungene“ Trennung der Modelle (z.B. in Regler und Regelung) bessere Wiederverwendbarkeit der Blöcke
- Höhere Simulationsperformance durch mögliche Verteilung der Simulatoren auf ein verteiltes Rechensystem
- Integration von vom Kunden vorgegebenen Modellen in die eigene Entwurfsmethodik.

Bei einer Co-Simulation sind also mehrere Simulationsprogramme im Einsatz, die sich gegenseitig die Daten für den jeweils nächsten Rechenschritt zuspiesen. Das Zusammenspiel wird in der Regel durch eine Co-Simulationsplattform unterstützt und vereinfacht. Es gibt eine Vielzahl solcher Plattformen für die unterschiedlichsten Bereiche, da sich viele Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen für ihre Zwecke eine eigene Plattform entwickelt haben.

Zur Erstellung des Gesamtmodelles wurde in diesem Projekt der Ansatz einer Co-Simulation unter Verwendung der Softwareumgebung Building Controls Virtual Test Bed (BCVTB) [29] gewählt, die auf der Softwareumgebung Ptolemy II [30] basiert und es dem Benutzer ermöglicht, verschiedene Simulationsprogramme für die Co-Simulation zu koppeln. Beispielsweise ermöglicht BCVTB die Einbindung des Gebäudemodells in EnergyPlus und des HLK- und Steuerungssystems in Modelica. Zwischen den Simulationsprogrammen werden während der Simulationslaufzeit Daten ausgetauscht. Die Plattform ermöglicht es Experten von Simulationen also, die Fähigkeiten einzelner Programme zu erweitern, indem sie sie mit anderen Programmen verknüpfen.

Programme, die mit BCVTB verknüpft werden können sind:

- Das gesamte EnergyPlus Gebäudesimulationsprogramm
- Die Modelica Modellierungs- und Simulationsumgebung Dymola
- Functional Mock-up Units (FMU) für Co-Simulation und Modelleinbindung für das Functional Mock-up Interface (FMI) 1.0 und 2.0
- Matlab und Simulink
- Die ray-tracing Software Radiance für Lichtsimulationen
- Das integrierte Gebäudeenergie Programm ESP-r
- Das Simulationsprogramm TRNSYS

Neben der Verwendung von Programmen, die an Ptolemy II gekoppelt sind, kann auch die grafische Modellierungsumgebung von Ptolemy II verwendet werden, um Modelle für Steuerungssysteme, für physikalische Geräte, für Kommunikationssysteme oder für die Nachbearbeitung und Echtzeit-Visualisierung zu definieren. Die Kopplung von Simulatoren ist in Ptolemy II nur sehr eingeschränkt möglich, dafür fehlen in BCVTB einige Komponenten, die in Ptolemy II vorhanden sind (z.B. Directoren, Webanbindung). Eine ausführliche Beschreibung von Ptolemy II findet sich in [30].

Ein Beispiel einer Kopplung zweier Simulatoren in der graphischen Benutzerumgebung zeigt Abbildung 6.

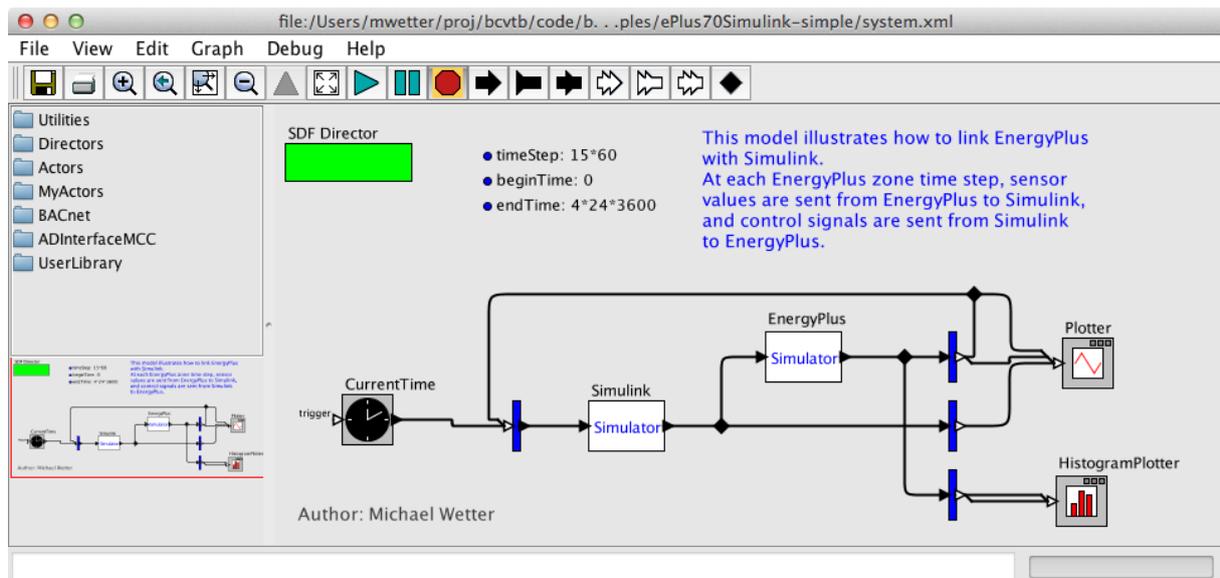


Abbildung 6: Systemmodell für eine Kopplung von EnergyPlus mit Simulink [31]

Die graphische Umgebung erzeugt eine XML-Datei, die auch mit einem beliebigen Texteditor bearbeitet werden kann.

Mit der Installation von BCVTB ist eine ausführliche online Dokumentation und eine Reihe von Beispielen für die Kopplung von verschiedenen Simulationsprogrammen (siehe Abbildung 7) verfügbar.

Mit BCVTB ist also die Einbindung verschiedener etablierter Simulationsprogramme für thermische Anlagen- und Gebäudesimulation möglich (TRNSYS, EnergyPlus, Dymola). Auch Matlab (und damit die Einbindung von IDA ICE) und Simulink lässt sich koppeln. Der Download ist auf der Homepage <https://simulationresearch.lbl.gov/bcvtb> frei und eine ausführliche Anleitung ist verfügbar. Für kleine Anwendungen ist die graphische Benutzeroberfläche gut zu handhaben. Automatisierte Abarbeitung von mehreren Simulationen kann über den Kommandozeilenaufwurf realisiert werden. Grundsätzlich kann auch textorientiert in den XML-Dateien gearbeitet werden. Daher wäre auch die automatische Generierung von Simulationen über selbst entwickelte Routinen möglich.

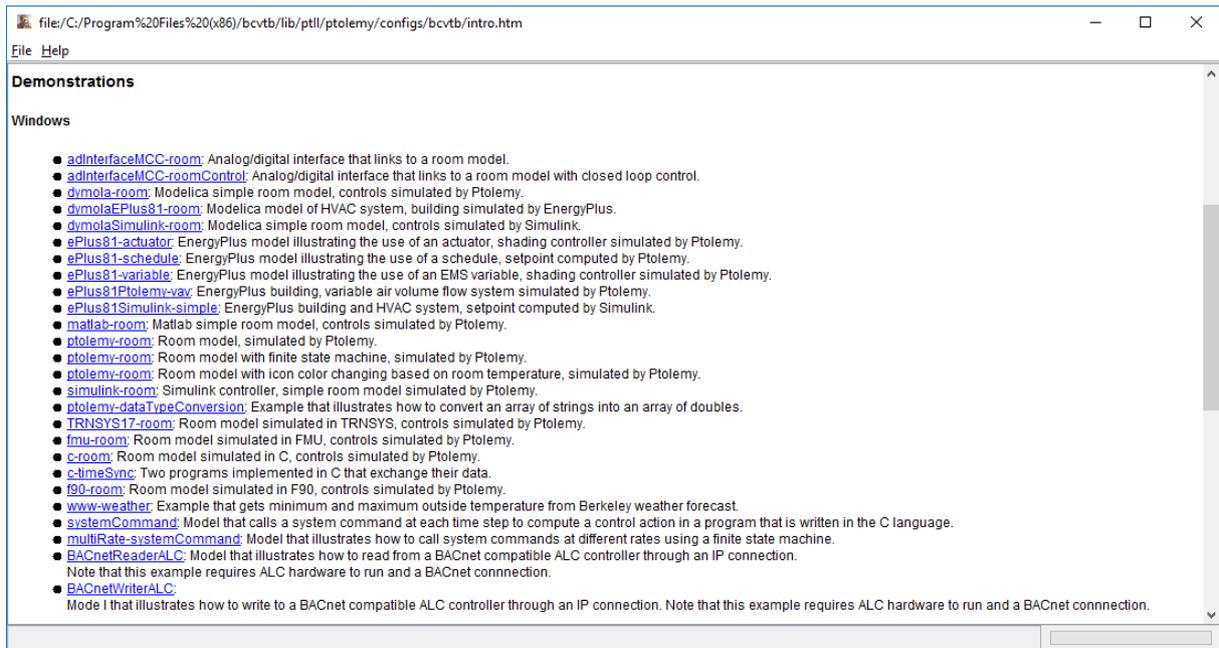


Abbildung 7: Liste der Beispiele für die Kopplung verschiedener Simulationsprogramme in BCVTB

Das Modell für die Energiezentrale des betrachteten Stadtquartiers wurde in TRNSYS und die Gebäudemodelle in IDA ICE abgebildet. Die Regelung wurde in MATLAB implementiert. Die Modelle und die Regelung sind für die Basisvariante nach dem aktuellen Planungsstand des Stadtquartiers aufgebaut. Für eine erste Co-Simulation stand der Fokus auf der Kommunikation zwischen Regelung und Energiezentrale. Daher wurde die Energieabnahme der Gebäude durch eine vorher mit IDA ICE berechnete Lastdatendatei eingebunden (siehe Abbildung 8 links).

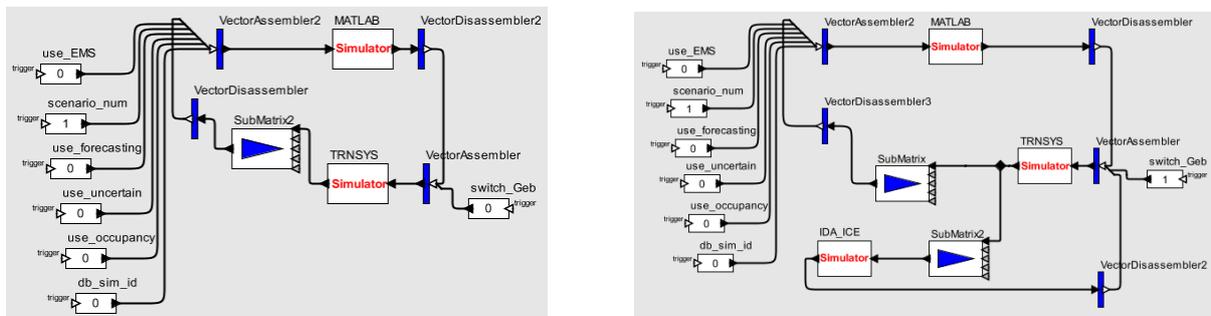


Abbildung 8: Darstellung des Co-Simulation Aufbaus in der graphischen Benutzeroberfläche von BCVTB; links ohne, rechts mit Gebäudesimulation

Für die Kopplung zwischen der Regelung in MATLAB und dem Modell der Energiezentrale in TRNSYS war die Ausarbeitung einer Schnittstelle notwendig, die 14 Stellgrößen (von MATLAB nach TRNSYS) und 44 Signale (von TRNSYS nach MATLAB) vorsieht. An dieser Stelle sei auf die Erkenntnis hingewiesen, dass die Kopplung zwischen BCVTB und TRNSYS nur eine Schnittstelle mit jeweils 100 Ein- und Ausgängen zulässt. In einem zweiten Schritt konnte dann auch die Gebäudesimulation direkt in die Co-Simulation eingebunden werden (Abbildung 8, rechts). Für IDA ICE geschieht dies auch über eine eigene MATLAB-Einbindung, die für die Kommunikation zwischen BCVTB und IDA ICE sorgt. Eine Limitierung für die Schnittstellengröße konnte hier nicht festgestellt werden. Die Regelung greift in den Gebäudebereich nicht ein, sondern beschränkt sich auf die Energiezentrale. Daher ist ein Datenaustausch für IDA ICE nur mit TRNSYS notwendig. Über diese Schnittstelle schickt TRNSYS die Vorlauf-

temperatur für Heizen und Kühlen an die Gebäudesimulation, während TRNSYS als Anforderung die Rücklauftemperatur und den Massenstrom übernimmt.

2.2.1. Modellierung des beispielhaften Stadtquartiers

Um einen möglichst realitätsnahen Anwendungsfall eines Stadtquartiers untersuchen zu können, wurde als Beispielkonfiguration die geplante Bebauung von zwei Quartieren des Stadtentwicklungsgebietes Graz-Reininghaus herangezogen. In der Entwicklungsphase wurde das Ziel verfolgt, die beiden als Gesamtheit zu entwickeln und eine Energiezentrale für alle Gebäude der beiden Quartiere zu errichten. Dem ganzheitlichen Ansatz folgend wurde, auf der Grundlage eines städtebaulichen Wettbewerbs (gewonnen vom Atelier Thomas Pucher), eine Bauungs- und Nutzungsstruktur entwickelt. Die befassten Planer konnten als Wirtschaftspartner für das vorliegende Forschungsprojekt gewonnen werden, wodurch die gesamte vorangegangene energietechnische Planung des realen Stadtquartiers dem Projektteam als Grundlage zur Verfügung stand.

Die Verbrauchsstruktur, d.h. die Gebäude der Stadtquartiere wurden mit dem Simulationsprogramm IDA ICE modelliert. Dazu wurden am Institut für Wärmetechnik entwickelte Modellierungswerkzeuge zur teilautomatisierten thermischen Modellierung urbaner Energieverbände eingesetzt. Für die Aufgabe der energietechnischen Simulation ganzer Stadtteile ist ein automatisierter Prozess erforderlich, um die Modellierzeit und Fehleranfälligkeit der manuellen Eingabe maßgeblich zu reduzieren [32]. Bei der Modellierung wurden die folgenden Festlegungen getroffen:

U-Werte der Konstruktion (gemäß Förderrichtlinien des Landes Steiermark)

1. Außenwand 0,25 W/m²K, Dach 0,2 W/m²K, Boden 0,2 W/m²K
2. Verglasung 1,1 W/m²K, Fensterrahmen 2,0 W/m²K
3. Fenster/Fassadenverhältnis im Erdgeschoß: 0,6 / obere Stockwerke 0,35

Thermische Konditionierung der Räume und Brauchwarmwasser

1. pro Gebäude ein Pufferspeicher (140 Liter Speichervolumen pro Wohneinheit)
 2. Speicherverluste werden skaliert, damit die Speicherverluste 140-Liter-Speichern entsprechen
 3. Speicher werden einmal täglich innerhalb von 2 Stunden auf 60 °C aufgeheizt
 4. 2 Personen je Wohneinheit
 5. Statistisch ermittelte Zapfprofile auf der Basis von „dhwCalc“ [33]
1. Fußbodenheizung; diese ist während der Warmwasseraufheizung inaktiv.
 2. Temperatursollwerte: Wohnen 21°C, Gewerbe 20°C, Büro 21 °C
1. Das Gewerbe im Erdgeschoß wird mit einem Fan-Coil auf 26 °C gekühlt

Energiezentrale

2. Thermisch gekoppelt mit dem Gebäudemodell
3. Vorgabe der Vorlauftemperatur für Heizen und Kühlen durch die Regelung der Heizzentrale
4. Massenstrom und Rücklauftemperatur wird im Gebäudemodell berechnet. Alternativ erfolgt zur Beschleunigung von vergleichenden Simulationen vorab eine Lastdatenberechnung über die Gebäudesimulation, und die Lastdatendatei wird in die Anlagensimulation eingebunden.

Interne Lasten

1. Werte in Anlehnung an SIA2024 nach Zeitplänen gestaffelt
2. Lampen nach Beleuchtung im Raum geregelt
3. Wohnräume: max. 0,02 Pers. / m², 0,1 Lampen (94 W) / m², 0,1 Betriebsmittel (20 W) / m²

4. Büroräume: max. 0,0714 Pers. / m², 0,1 Lampen (159 W) / m², 0,1 Betriebsmittel (70 W) / m²
5. Märkte: max. 0,2 Personen / m², 0,1 Lampen (93 W) / m², 0,1 Betriebsmittel (20 W) / m²

Zonierung

1. Hochhaus: geschoßweise und abhängig von der Himmelsrichtung (Multiplikationsfunktion)
2. Andere Gebäude: abhängig von der Himmelsrichtung und Nutzung mit Kernzone

2.2.2. Modellierung der Energiezentrale

Für die Abbildung der Energiezentrale wurde die Simulationssoftware TRNSYS gewählt. Die Simulationssoftware TRNSYS hat den Vorteil, dass eine relativ große Zahl an Simulationsmodellen für diverse Komponenten zur Verfügung steht (Wärmepumpe, thermischer Solarkollektor, Speicher, Pumpen, Regler etc.), bzw. nicht vorhandene Modelle selbst entwickelt bzw. programmiert werden können. Zu den wichtigsten Anlagenkomponenten der Energiezentrale zählen die Wärmepumpen und die Speicher (kleine Wärme bzw. Kältespeicher für das Basisszenario und großer Wärmespeicher für das erweiterte Szenario). Zur Modellierung der Wärmepumpen wurde das am Institut für Wärmetechnik entwickelte WP-Modell (Type 877) verwendet. Dabei handelt es sich um ein semi-physikalisches-Modell, in dem das verwendete Kältemittel und der Kompressor bis hin zur vorhandenen Drehzahlregelung sehr detailliert parametrisiert und abgebildet werden können. Wärmepumpenstartverluste sowie das Abtauverhalten (nur bei einer Luft/Wasser WP) werden bei dem Wärmepumpenmodell ebenso berücksichtigt. Als Speichermodell wurde das am Institut für Wärmetechnik als Knotenmodell entwickelte Speichermodell (Type 8893) eingesetzt. Darin wird das Speichervolumen in mehrere Knoten unterteilt, wodurch die Temperaturschichtung im thermischen Speicher sehr detailliert abgebildet werden kann. Wärmeverluste an die Umgebung werden durch das Speichermodell berücksichtigt und können durch Speicherdämmmaterial bzw. die Dämmdicke angepasst werden. Die Speicheranschlusshöhen bzw. Knotentemperaturen können in beliebiger Höhe implementiert bzw. positioniert werden. Abbildung 9 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Simulationsaufbaus im TRNSYS Simulation Studio (ohne Ausgabe und BCVTB Schnittstelle). Oben wird mit Type 77 die Temperatur des Brunnenwassers modelliert (T_earth). In der Mitte befinden sich die beiden Modelle für die Wärmepumpen (HP1 und HP2, Type877). Ganz links ist die Zuheizung über die Fernwärme (grid) und die Wärmeabnahme (load_heating) abgebildet. Darunter befindet sich das Modell für den Kühlturm (Type 51). Die Modelle für die Wärmespeicher (groß (buffer_heating_big) bzw. klein (buffer_heating); jeweils ein Type 8893) sind links von der Wärmepumpe integriert. Rechts unten befindet sich der Kältespeicher (buffer_cold; ebenfalls Type 8893) mit der Kälteabnahme (load_cooling_full). In die Hydraulik sind einige Verteiler (diverter) eingebaut, die es der Regelung erlauben, je nach Anforderung die Massenströme auf unterschiedliche Bereiche zu verteilen.

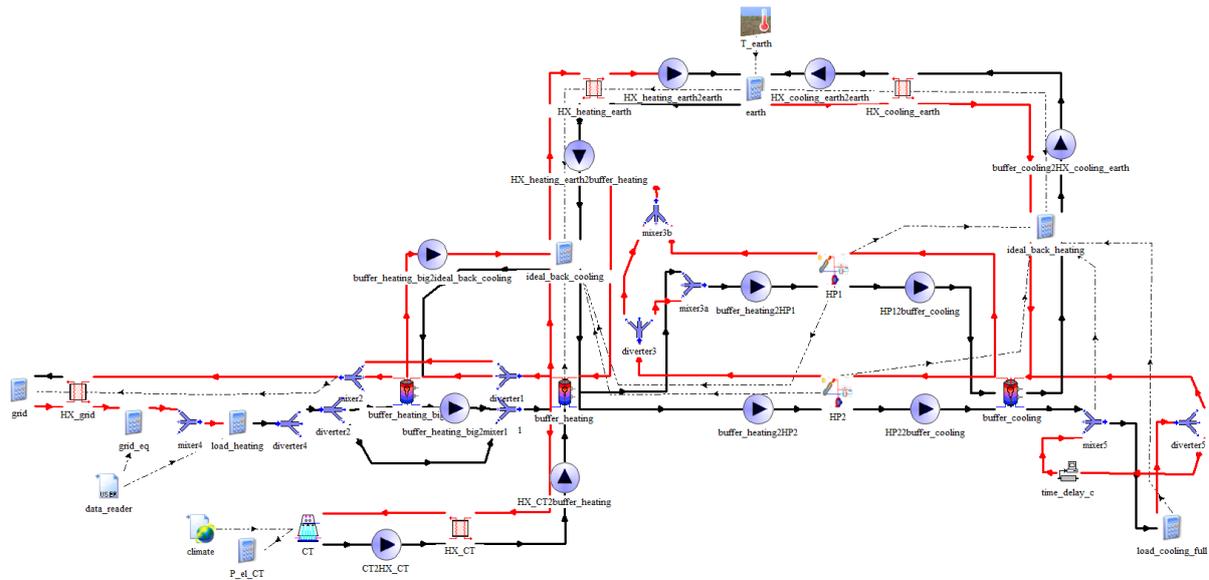


Abbildung 9: Aufbau des Simulationsmodells für die Energiezentrale im Simulation Studio von TRNSYS

2.2.3. Basisregelung

Die Basisregelung stellt das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten der Energiezentrale (Wärmepumpe, etc.) auf hydraulischer Ebene sicher und entspricht einer konventionellen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR). Sie gibt vor, welche Komponente welche Vorlauftemperaturen regeln muss und steuert die Pumpen entsprechend der Lasten an. Die Basisregelung ist sowohl für das Basisszenario als auch für das erweiterte Szenario gültig, mit dem Unterschied, dass beim erweiterten Szenario zusätzlich die Vorgaben der modellprädiktiven Regelung zur Speicher- bzw. Batteriebewirtschaftung berücksichtigt werden müssen. Sie wurde vom HLK-Planer für die Basiskonfiguration bereits entworfen und nur für die Simulation geringfügig angepasst. Insbesondere mussten auch die unterlagerten Regelungen der einzelnen Komponenten (Regelung der Austrittstemperatur bei der Wärmepumpe, Regelung der Übergabestation der Fernwärme) abgebildet werden, welche normalerweise von den Herstellern dieser Komponenten umgesetzt werden würden. In der Simulation müssen diese zumindest in vereinfachter Form dennoch zur Verfügung stehen.

Für die definierte Beispielkonfiguration ergeben sich die folgenden regelungstechnischen Aufgaben der Basisregelung in der Simulation:

- Regelung der Ausgangstemperatur der Wärmepumpe über die variabel (20-100%) vorgebbare Kompressorleistung. Je nach Betriebsart (Wärmepumpenbetrieb bzw. Kältemaschinenbetrieb) wird entweder der Heiz- oder Kühlvorlauf priorisiert. Die Betriebsart hängt von den aktuellen Lastgegebenheiten ab und kann (speziell in der Übergangszeit) auch mehrmals täglich wechseln. In der vorliegenden Basisregelung wurde diese Regelungsaufgabe mithilfe eines empirisch eingestellten PI-Reglers umgesetzt.
- Regelung des Heizvorlaufs über die Fernwärme, falls die notwendige Vorlaufstemperatur mit der Wärmepumpe nicht erreicht werden kann. Dies trifft vor allem auf die Heizperiode zu, aber auch täglich von 22:00 – 00:00 Uhr, da hier der Vorlauf von 50°C (Fußbodenheizung) auf 60°C angehoben werden muss, um die lokalen Warmwasserspeicher der Gebäude aufzuheizen (innerhalb dieses Zeitfensters ist die Fußbodenheizung nicht aktiv). Hier sorgt

die Fernwärme immer für den notwendigen Temperaturhub von 50°C auf 60°C, da die Wärmepumpe im Wärmepumpenbetrieb immer konstant auf 50°C Ausgangstemperatur betrieben werden soll (ein Wärmepumpenbetrieb mit 60°C Ausgangstemperatur ist zwar technisch möglich, resultiert jedoch in einem schlechten Wirkungsgrad der Wärmepumpe, weshalb dieser Betrieb von vornherein ausgeschlossen wurde). In der vorliegenden Basisregelung wurde diese Regelungsaufgabe mithilfe einer nicht-linearen *Look-Up*-Tabelle (modellbasierte Vorsteuerung) in Kombination mit einem PI-Regler umgesetzt.

- Regelung der Spreizung und maximalen Brunnenwasserentnahme (gesetzliche Bestimmungen für die Grundwasserentnahme müssen berücksichtigt werden) des Brunnes. In der vorliegenden Basisregelung wurde diese Regelungsaufgabe mithilfe eines empirisch eingestellten PI-Reglers umgesetzt.
- Regelung der korrekten Rücklauftemperatur des Kühlturms. In der vorliegenden Basisregelung wurde diese Regelungsaufgabe mithilfe eines empirisch eingestellten PI-Reglers umgesetzt.
- Regelung der Leistungauf- bzw. Abnahme des thermischen Speichers über die jeweiligen Pumpen (erweitertes Szenario). In der vorliegenden Basisregelung wurde diese Aufgabe mithilfe eines empirisch eingestellten PI-Reglers umgesetzt, welcher den Massenstrom in bzw. aus dem thermischen Speicher innerhalb eines Optimierungszeitschrittes konstant hält.
- Regelung der korrekten Be- und Entladung der Batterie über den Batterieinverter (erweitertes Szenario).

Abbildung 10 zeigt beispielhaft die Regelung des thermischen Teils der Energiezentrale im Heizfall (ohne Speicher). Die Wärmepumpenausgangstemperatur ist auf 50°C geregelt, der Brunnen dient als Niedertemperaturwärmequelle und ist auf eine Spreizung von 5 K geregelt. Sollte die geforderte Wärmeleistung des Quartiers über der maximalen Wärmepumpen- bzw. Brunnenentzugsleistung liegen, wird die Wärmepumpe die geforderten 50°C Ausgangstemperatur nicht halten können und die Fernwärme muss nachheizen (Serienschaltung). Dazu wird auf der Primärseite der Fernwärmeübergabestation der Massenstrom so eingestellt, dass die geforderte Vorlauftemperatur erreicht wird (in der Praxis geschieht dies durch Öffnung des Ventils an der Übergabestation; der Fernwärmenetzbetreiber sorgt für den benötigten Massenstrom durch Aufrechterhaltung des lokalen Differenzdrucks mit seinen Umwälzpumpen).

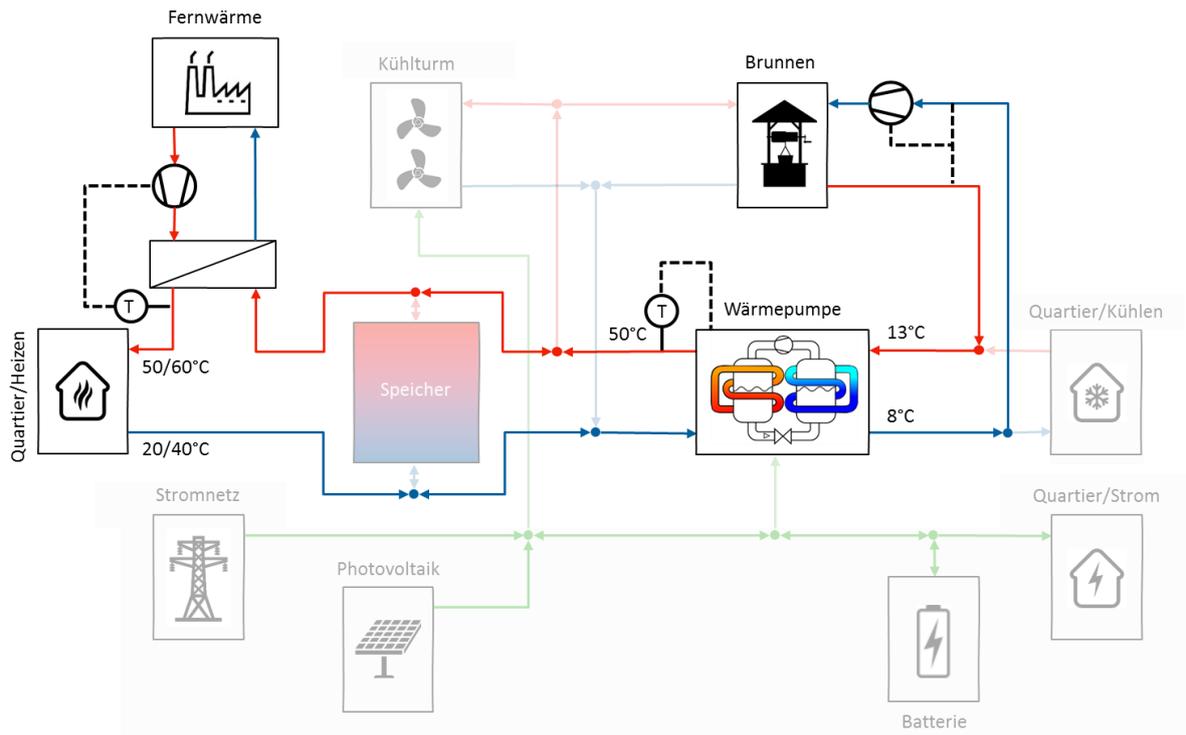


Abbildung 10: Regelung des thermischen Teils der Energiezentrale im Heizfall (ohne Speicher). Die Wärmepumpenausgangstemperatur ist auf 50°C geregelt, der Brunnen dient als Niedertemperaturwärmequelle und ist auf eine Spreizung von 5 K geregelt. Sollte die geforderte Wärmeleistung des Quartiers über der maximalen Wärmepumpen- bzw. Brunnenentzugsleistung liegen, wird die Wärmepumpe die geforderten 50°C Ausgangstemperatur nicht halten können und die Fernwärme muss nachheizen (Serienschaltung).

2.2.1. Probleme

Grundsätzlich stößt man schon alleine dadurch auf zusätzliche Herausforderungen, wenn man in einem Team arbeitet, das interdisziplinär besetzt ist. Nicht nur, dass Fachbegriffe, die für einen Bereich bekannt sind, für einen anderen völlig unverständlich sein können, sondern auch, dass es für ein und denselben Begriff unterschiedliche Bedeutungen oder Interpretationen geben kann („Sprache ist eine große Quelle für Missverständnisse“, aus „Der kleine Prinz“ von Antoine de Saint-Exupéry).

In diesem Fall treffen unterschiedliche Disziplinen (Regelungstechnik, Wärmetechnik), Simulationsbereiche (Regelung, Gebäudesimulation, Anlagensimulation) mit verschiedenen Werkzeugen (MATLAB, TRNSYS, IDA ICE und Dymola) und Bewertungsmethoden (energetisch und ökonomisch) aufeinander.

Die Entwicklung eines Simulationsmodelles unter Zuhilfenahme von Co-Simulationsansätzen erfordert immer einen erhöhten Kommunikationsaufwand. Wesentliche Schritte in diesem Bereich werden am besten in mehrstündigen Arbeitsmeetings durchgeführt, bei denen alle beteiligten Entwickler am Tisch sitzen und eine geforderte Implementierung gemeinsam durchführen. Reine Koordinationstreffen sind hier nicht zielführend. Teilweise können einzelne Entwicklungen der Modelle auf lokalen Rechnern durchgeführt werden. Für das über BCVTB gekoppelte Gesamtmodell war eine zentrale Lösung in Form eines Simulationservers, der für jeden Entwickler über eine Remote Desktop Verbindung zugänglich ist, notwendig.

Für die Aufteilung der Simulationsbereiche müssen Entschlüsse gefasst werden, die sich jedoch im Laufe der Bearbeitung ändern können (z.B. wurde die Batterie anfangs in TRNSYS abgebildet, später jedoch in MATLAB implementiert). Die Frage, welche Bereiche geregelt werden sollen, führte zur Entscheidung, dass nur die Energiezentrale geregelt werden soll. Auf der Seite der Gebäudesimulation wird hier nicht eingegriffen. Wesentlich war auch die Ausarbeitung einer gut dokumentierten Schnittstelle zwischen der Regelung und der Anlagensimulation. Auch hier waren Adaptionen und Erweiterung im Laufe des Projektes unumgänglich. Die Geschwindigkeit einer Gesamtsimulation kann durch ein einziges Simulationstool in der Co-Simulation wesentlich beeinflusst werden (z.B. wurde die Performance deutlich durch eine pre-allocation der Datenfeldstruktur in MATLAB verbessert).

Eine Fehlersuche in einer Co-Simulation erschwert sich einerseits durch das Fehlen von geeigneten Debug-Funktionen, andererseits ist es für eine einzelne Person oft schwer nachzuvollziehen, in welchem Bereich der Co-Simulation der Fehler denn überhaupt auftritt. Auch hier sind meist alle am Gesamtmodell beteiligten Personen einzubeziehen. Vor allem aus Sicht der Regelung war es hier schwierig, da bereits kleine Fehler der Regelung für nur eine Komponente häufig die gesamte Simulation zum Absturz brachte.

Während der Entwicklung der Co-Simulation war vor allem wichtig, dass maßgebliche Schritte immer in Absprache mit allen Beteiligten gesetzt und dokumentiert wurden. Dadurch war im Fehlerfall eine Rückverfolgung möglich und es konnten damit auch Fehlentwicklungen rückgängig gemacht werden. Eine wesentliche Unterstützung war hier die Verwendung der Versionsverwaltung GIT (<https://git-scm.com/>), durch die eine Nachvollziehbarkeit von Änderungen an der Co-Simulation zu jeder Zeit im Entwicklungsprozess möglich ist.

Am Ende stellt sich natürlich immer die Frage, ob es nicht zielführender wäre, die Gesamtsimulation in nur einem Simulationswerkzeug aufzubauen. Aus unserer Sicht wäre das zwar durchaus denkbar, würde aber entweder einen hohen Entwicklungsaufwand für eine entsprechende Regelung bedeuten, wenn man nur in einem Tool für wärmetechnische Fragestellungen arbeiten will (z.B. TRNSYS oder IDA ICE), oder einen ebenso hohen Entwicklungsaufwand, um im Tool der Regelungstechnik (MATLAB) eine thermische Anlagen- und Gebäudesimulation zu implementieren. Eine entscheidende Antwort auf diese Fragestellung kann hier jedoch aufgrund einer fehlenden Vergleichsentwicklung nicht gegeben werden.

2.3. Ökonomisches Bewertungsmodell

Im Zuge der Arbeiten wurde eine Methode zur detaillierten ökonomischen Modellierung komplexer Energieverbände in Stadtquartieren entwickelt und in weiterer Folge speziell auf die definierten Konfigurationen abgestimmt. Dieses Modell ist durch einen modularen Aufbau prinzipiell für zukünftige Stadtquartiere und dortige kommende Energiesysteme anwendbar. Das in weiterer Folge speziell auf die Beispielkonfiguration abgestimmte ökonomische Gesamtmodell besteht aus Submodellen, welche jeweils eine Komponente des Energiesystems beschreiben. Dieser modulare Aufbau ermöglicht einerseits eine einfache Adaptierung für verschiedene Systemkonfigurationen, andererseits kann das Modell in weiterführenden Arbeiten für beliebige andere Konfigurationen eingesetzt werden. Die Submodelle berücksichtigen die gesamten Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten, Verbrauchskosten) der Einzelkomponenten bzw. in Kombination das Gesamtsystem. Das Gesamtmodell kann somit die wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Regelungsstrategien

bewerten. Darüber hinaus ist eine ökologische Bewertung - und damit auch eine ökonomische Bewertung von CO₂-Emissionen des gesamten Energieverbundes - möglich.

2.3.1. Struktur und Umfang des ökonomischen Basismodells

Das ökonomische Basismodell (siehe Abbildung 11) besteht aus mehreren Submodellen, die einzelne Aspekte der Kosten repräsentieren. Die Eingangsgrößen sind grundsätzlich alle benötigten Informationen für die Kostenbewertung aus den thermoelektrischen Modellen (z.B. Temperaturen oder Massenströme) und sind je Komponente anders. Die Ausgangsgröße sind die Gesamtkosten der jeweiligen Komponente.

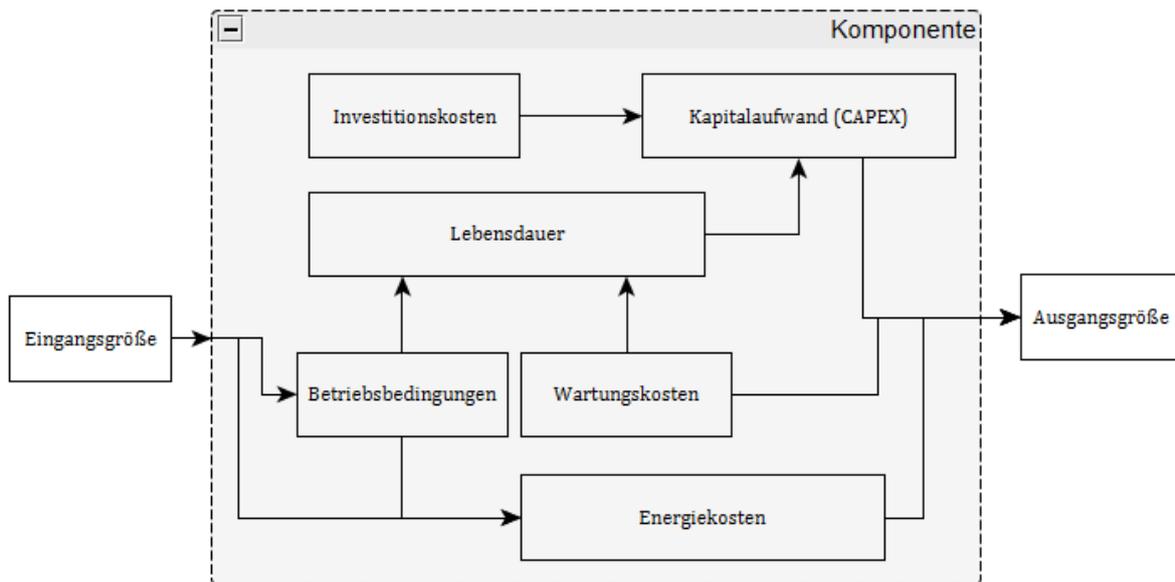


Abbildung 11: Schematische Darstellung des ökonomischen Modells mit den enthaltenen Submodellen (Kasten) und die Verbindungen zwischen den Submodellen (Pfeile)

Im Folgenden wird eine kurze Beschreibung der einzelnen Submodelle des ökonomischen Basismodells gegeben.

- 1) Betriebsbedingungen:
 - Betriebsstunden (Ein/Aus)
 - Stunden pro Leistungsbereich
- 2) Lebensdauer:
 - Schätzung der erwarteten Lebensdauer, u.a. mithilfe von Herstellerangaben und Erfahrungswerten, auch unter Berücksichtigung von anspruchsvollen Betriebsbedingungen und Ein-/Ausschaltvorgängen
 - Anpassung der typischen Lebensdauer aufgrund unterschiedlicher Wartungsstrategien
- 3) Investitionskosten
 - Berechnung der gesamten Investitionskosten (*Inv*)
 - Summe aus Komponentenpreis (*Kauf*), Transportpreis (*Trans*) und Installationspreis (*Inst*)

Gleichung 1

$$Inv = Kauf + Trans + Inst$$

- Berechnung der akkumulierten Investitionskosten (Inv_{ak})
 - akkumulierte Investitionskosten (Inv_{ak}) = Investitionskosten für den untersuchten Zeitraum
 - Die Start-Investitionskosten werden durch die evtl. Anschaffung von Ersatzkomponenten vergrößert (z.B. bei Ende der Lebensdauer). Um zwischen initialen Investitionskosten und Investitionskosten für Ersatzkomponenten zu unterscheiden bzw. eine Berücksichtigung der Lebensdauer (L) und damit verschiedener Wartungs- und Betriebsweisen zu ermöglichen, wird ein Faktor f verwendet (Standardwert gleich 1):

Gleichung 2
$$Inv_{ak} = (Kauf + Trans + Inst)(1 + (L - 1) \cdot f)$$

4) Wartungskosten

- Aufteilung in fixe (W_{fix} in €/a) und variable ($W_{variabel}$ in €/kWh) Wartungskosten
 - fixe Wartungskosten
 - Berücksichtigung dreier verschiedener Wartungsstrategien („mangelhaft“, „Basis“ und „vollständig“)
 - Wartungsstrategien werden mit zwei Faktoren bewertet; W_{W-str} und L_{W-str} . Diese zwei Faktoren beeinflussen die fixen Wartungskosten (W_{fix}) sowie die erwartete Lebensdauer ($L_{erwartet}$).
 - Der Zusammenhang zwischen Wartungsstrategie und Lebensdauer wird für die jeweiligen Komponenten mittels linearer Korrelation abgeschätzt.

Tabelle 4: Zusammenfassung Wartungsstrategien und Faktoren zur Anpassung der Wartungskosten und der erwarteten Lebensdauer

Wartungsstrategie	W_{W-str} [-]	L_{W-str} [-]
Mangelhaft	0,9	0,9
Basis	1	1
Vollständig	1,1	1,1

- Variable Wartungskosten
 - Variable Wartungskosten ($W_{variabel}$), ermöglichen den Betrieb bzw. die Häufigkeit / Intensität der Nutzung in Abhängigkeit der bereitgestellten Energiemenge E darzustellen
- Gesamte Wartungskosten W bzw. Lebensdauer $L_{erwartet}$

Gleichung 3
$$W = W_{W-str} \cdot W_{fix} + W_{variabel}E + W_{int}$$

Gleichung 4
$$L_{erwartet} = L \cdot L_{W-str}$$

5) Kapitalaufwand (CAPEX):

- Berechnung des $CAPEX_{total}$ basierend auf der erwarteten Lebensdauer ($L_{erwartet}$) und den initialen Investitionskosten (Inv)

Gleichung 5
$$CAPEX_{total} = \frac{Inv}{L}$$

- Der instationäre CAPEX ($CAPEX_{inst}$) beschreibt den CAPEX innerhalb des betrachteten Zeitrahmens ($time$) und basierend auf den akkumulierten Investitionskosten (Inv_{ak}).

Gleichung 6

$$CAPEX_{inst} = \frac{Inv_{ak}}{time}$$

6) Energiekosten

- Ermittlung der reinen Energiekosten für Strom und Fernwärme aufgrund von Marktpreisen

In Summe ergeben diese Positionen die Gesamtkosten einer technischen Komponente. Nicht erfasste Komponenten in der ökonomischen Betrachtung sind Ventile, Verrohrung und hydraulische Weichen.

2.3.2. Struktur und Umfang des erweiterten ökonomischen Modells

Das ökonomische Basismodell wurde um spezifische Komponenten erweitert, konkret um Umwälzpumpen, Wärmepumpen, den Kühlturm und die Batterie, da diese in den betrachteten Konfigurationen besondere Relevanz haben. Diese Erweiterungen werden im Folgenden erklärt.

1) Umwälzpumpe

- Erweiterung um Bestimmung des Betriebspunkts der Umwälzpumpe und des daraus resultierenden Stromverbrauchs

2) Wärmepumpe und Kühlturm

- Intensive Ein- und Ausschaltung:
 - Ergänzung um Zähler der Ein-/Ausschaltvorgänge. Erreicht der Zähler einen zu definierenden Schwellenwert, werden zusätzliche Wartungskosten hinzuaddiert
 - Erfassung maximale Ein-/Ausschaltvorgänge
 - Erreicht ein Zähler eine Maximalanzahl / einen zu definierenden Schwellenwert, ist das Ende der Lebensdauer der Komponente erreicht. Die Komponente wird ersetzt und notwendige Kosten hierfür addiert
- Startup
 - Das Aufwärmen und Startverhalten einer Komponente kann von Minuten bis Stunden dauern und wird oft nicht in den thermoelektrischen Modellen mitberücksichtigt. Dieser oft vernachlässigte Prozess kann, vor allem für größere Anlagen, bedeutend sein.

Um diese Startup-Kosten in das ökonomische Modell zu integrieren, sind Startup-Kosten ($k_{Startup,0}$) und Startup-Zeit ($t_{Startup,0}$) definiert. Berechnete Kosten werden als linear proportional zu der verstrichenen Zeit seit dem Ausschalten der Wärmepumpe (t_{WP-Aus}) angenommen. Die Startup-Kosten ($k_{Startup}$) werden folgendermaßen berechnet:

$$k_{Startup} = \begin{cases} k_{Startup,0} & \text{if } t_{WP-Aus} > t_{Startup,0} \\ k_{Startup,0} \left(1 - (t_{Startup,0} - t_{WP-Aus})\right) & \text{if } t_{WP-Aus} \leq t_{Startup,0} \end{cases}$$

3) Batterie

- Erweiterung um die Bewertung des Kapazitätsverlust über den Benutzungszeitraum auf Basis des gewichteten Ah-Modell ([21], [22], [23])

2.3.3. Ökonomisches Gesamtmodell

Das in Abschnitt 2.1.1 vorgestellte Basisszenario sowie das erweiterte Szenario wurden mit Hilfe der entwickelten Basis- und erweiterten ökonomischen Modellen abgebildet. Hierzu wurden die Kosten der Einzelkomponenten addiert.

Die Ergebnisse des ökonomischen Gesamtmodells wurden mittels Berücksichtigung von CO₂-Emissionen aus den relatierten Energieverbräuchen wie Strom (aus dem Versorgungsnetz) und Fernwärme in Form einer CO₂-Steuer erweitert. Diese CO₂-Steuer wurde mit 30 Euro / t_{CO2} angenommen, kann jedoch variiert werden, um potentielle zukünftige Entwicklungen in dieser Steuer abzubilden. Hierzu werden Primärenergiefaktoren des Gesamtsystems ermittelt und auf die verbrauchten Energiemengen angewandt. Die verwendeten Faktoren zur Berechnung von Primärenergiefaktoren für jeweils Strom und Fernwärme sind jeweils in Tabelle 5 und Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 5: Überblick Konversionsfaktoren für Strom zur Ermittlung des Primärenergiebedarf (PEB) (f_{PE}), des nichterneuerbaren Anteils des PEB ($f_{PE,n.ern.}$), des erneuerbaren Anteils des PEB ($f_{PE,ern.}$) sowie von CO₂-Äquivalent (f_{CO2eq}). Daten aus Entwurf² Juni 2018 OIB-Richtlinie 6.

Zeitraum	f_{PE} [-]	$f_{PE,n.ern.}$ [-]	$f_{PE,ern.}$ [-]	f_{CO2eq} [kg/MWh]
Jänner	1,98	1,46	0,52	332
Februar	1,97	1,42	0,55	322
März	1,89	1,28	0,61	288
April	1,73	1,03	0,7	23
Mai	1,61	0,85	0,76	182
Juni	1,6	0,83	0,77	179
Juli	1,58	0,82	0,76	178
August	1,62	0,85	0,77	182
September	1,73	1,03	0,7	227
Oktober	1,88	1,26	0,62	284
November	1,94	1,38	0,56	308
Dezember	1,96	1,42	0,54	318
Jahr	1,77	1,12	0,66	248

Tabelle 6: Überblick Konversionsfaktoren für Fernwärme zur Ermittlung des Primärenergiebedarf (PEB) (f_{PE}), des nichterneuerbaren Anteils des PEB ($f_{PE,n.ern.}$), des erneuerbaren Anteils des PEB ($f_{PE,ern.}$) sowie von CO₂-Äquivalent (f_{CO2eq}). Daten aus Entwurf² Juni 2018 OIB-Richtlinie 6.

Energieträger	Zeitraum	f_{PE} [-]	$f_{PE,n.ern.}$ [-]	$f_{PE,ern.}$ [-]	f_{CO2eq} [kg/MWh]
Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar)	Jahr	1,6	0,28	1,32	51
Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)	Jahr	1,52	1,38	0,14	291

² https://www.oib.or.at/sites/default/files/294145_oib-rl_6_entwurf_juni_2018.pdf

Das ökonomische Gesamtmodell wird „stand-alone“ berechnet, d.h. die Ergebnisse des thermo-elektrischen Modells werden als Eingangsgröße für das ökonomische Gesamtmodell verwendet. Die Einbindung des ökonomischen Gesamtmodells in die Co-Simulation ist möglich und dann notwendig, wenn die Resultate der detaillierten ökonomischen Modellierung zur Ermittlung der optimalen Betriebsstrategie herangezogen werden sollen. Im vorliegenden Fall wurde jedoch eine effizientere Methode gewählt, welche mit wesentlich geringerem Rechenaufwand zu einem optimalen Ergebnis kommt. Dieses Ergebnis berücksichtigt bereits variable Preise, kann aber nur auf vereinfachte elektrische / thermische sowie ökonomische Modelle zurückgreifen.

2.4. Modellprädiktive Regelung

Es wurde eine modulare modellprädiktive Regelung (MPC) entwickelt, welche auf Basis vereinfachter mathematischer Modelle der Anlagen (Wärmepumpe, thermischer Speicher, etc.) und adaptiver Last- und Ertragsprognosen sowie einer Spezifikation der Energiekonfiguration automatisiert ein mathematisches Optimierungsproblem formuliert, welches in regelmäßigen Abständen (15 Minuten) gelöst wird und die optimale Betriebsstrategie für die nächsten 48 Stunden liefert. Dazu werden die zukünftigen Sollwerte der Anlagen solange variiert, bis ein definiertes Optimum einer ebenfalls automatisch generierten Kostenfunktion (z.B. minimale Betriebskosten) erreicht wird (siehe Abbildung 12). Der derart ermittelte optimale Verlauf der Sollwerte für die unterlagerten Regelungen wird der Mess- Steuer- und Regelungstechnik übergeben und dort umgesetzt. Nach 15 Minuten werden aktuelle Messwerte herangezogen, um die Prognosen zu aktualisieren und auf unerwartete Ergebnisse reagieren zu können. Daraufhin beginnt die Optimierung von vorne. Durch die kontinuierliche Neuberechnung der optimalen Sollwerte wird aus der optimalen Steuerung eine optimale Regelung, welche also nicht „blind“ in die Zukunft steuert, sondern Schwankungen in der Last oder im Ertrag sowie auch Ausfälle von Anlagen berücksichtigen und kompensieren kann.

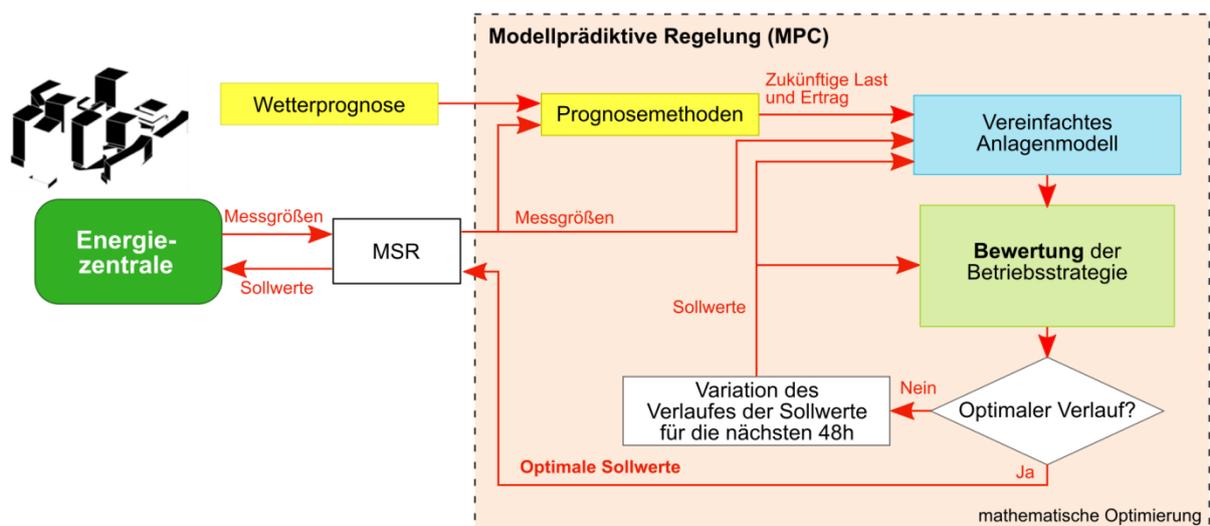


Abbildung 12: Schema der im Projekt ÖKO-OPT-QUART entwickelten modularen modellprädiktiven Regelung; die zukünftigen Sollwerte der Anlagen werden solange variiert, bis ein Optimum (z.B. minimale Betriebskosten) erreicht wird. Dies geschieht über die Formulierung der Aufgabe als mathematisches Optimierungsproblem und den Einsatz moderner Programme (Solver).

Die Variation der Sollwertverläufe erfolgt nicht wahllos, sondern wird sehr effizient von einem Programm, dem sogenannten *Solver*, durchgeführt. Um die Varianten sinnvoll einschränken zu

können, muss das Optimierungsproblem so mathematisch formuliert werden, dass der Solver effiziente Methoden und Heuristiken einsetzen kann. Dies ist insbesondere dann möglich, wenn das Optimierungsproblem ein *lineares* ist. Hierfür sind Standardlösungsmethoden wie der SIMPLEX-Algorithmus bekannt, welche jedoch im vorliegenden Fall nur eingeschränkt eingesetzt werden können, weil es neben den kontinuierlichen Sollwerten für variable Leistungen auch binäre für Ein- und Ausschaltvorgänge gibt. Solche als gemischt-ganzzahlig bezeichneten Optimierungsprobleme sind wesentlich schwerer zu lösen, weshalb zumindest eine Beschränkung der betrachteten Problemklasse auf lineare Probleme nötig erscheint, um das Problem in der verfügbaren Zeit sicher lösen zu können. Das resultierende Problem ist somit ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem (*mixed integer linear program*, MILP).

Der große Nachteil bei der Beschränkung auf lineare Optimierungsprobleme ist, dass inhärente Probleme thermischer Systeme nicht berücksichtigt werden können, da keine getrennte Betrachtung von Temperatur und Massenstrom möglich ist. Dies wäre für eine realistische Betrachtung von variablen COPs von Wärmepumpen und der Berücksichtigung von Auskühleffekten in Pufferspeichern eigentlich nötig. Im vorliegenden Fall müssen daher die einfacheren, in der Optimierung verwendeten Modelle, welche nur auf Wärmemengen und –strömen sowie elektrischer Leistung und Energie aufbauen, mit den genaueren Modellen, welche in der Co-Simulation verwendet werden (thermische, elektrische und ökonomische), abgestimmt werden. Es zeigte sich jedoch, dass für die vorliegenden Szenarien die Genauigkeit der linearen Betrachtungsweise hinreichend war; genauere Modelle würden zwar erlauben, die Zukunft besser vorherzusagen, würden aber umso mehr an den vagen Vorhersagen des Wärme- und Kältebedarfs sowie des Ertrages aus der Photovoltaik leiden.

2.4.1. Modulare Konfiguration

Jede Anlage wird durch ein hybrides, lineares Systemverhalten beschrieben, welches mithilfe eines *Mixed-Logical Dynamical* (MLD) Modells [37] mathematisch abgebildet werden kann. MLD-Modelle können über eine Dynamik, die je nach Anlagenzustand unterschiedlich ausfallen kann, verfügen und können nichtlineare Phänomene näherungsweise abbilden, womit die Einschränkung auf lineare Systeme etwas gemildert werden kann. So ist die Effizienz (eig. der COP) einer Wärmepumpe abhängig von der geforderten Leistung; dieser nichtlineare Zusammenhang kann über die Approximation einer Kennlinie über stückweise affine Funktionen abgebildet werden. Je nachdem, in welchem Bereich die Eingangsgröße (also die geforderte Leistung) liegt, kommen andere Multiplikatoren und Offsets zum Einsatz, welche die geforderte Leistung mit dem benötigten Strom in Relation setzen. Die Modelle können ferner Totzeiten bzw. Verzögerungen abbilden, welche z.B. beim Anschalten eines Biomassekessels auftreten: zuerst erfolgt eine Zündung, d.h. der Brennstoffverbrauch beginnt mehr oder weniger gleichzeitig mit dem Anschalten der Anlage. Bis diese jedoch ihre Betriebstemperatur erreicht hat und damit Wärme zur Verfügung stellen kann, vergeht eine gewisse Zeit, welche bei der Einsatzplanung des Biomassekessels berücksichtigt werden müsste.

Die Spezifikation der Konfiguration des Energiesystems erfolgt über eine Konfigurationsdatei, in welcher die vorhandenen Anlagen sowie deren Parameter (maximale Leistung, Effizienz, minimale Betriebs- und Ruhezeiten, Speichergrößen, Flächen von Photovoltaikanlagen, etc.) beschrieben sind. Die einzelnen Modelle verfügen über Ausgänge, sogenannte Ports, welche Schnittstellen für Energie- und Massenströme darstellen. Diese können mit Ports anderer Anlagen und gleichen Typs verknüpft werden [36]. In weiterer Folge werden in der Konfiguration also die Verbindungen der einzelnen Anlagen zueinander definiert sowie die Beschränkungen, die für diese gelten (maximaler Strom,

maximaler Wärmefluss, etc.). Die Verbindungen stellen dabei mögliche Energieflüsse oder Massenströme zwischen den Komponenten dar, aus welchen automatisch Energie- bzw. Massenerhaltungsgleichungen formuliert werden können. Abbildung 13 zeigt die resultierende Konfiguration der MPC des erweiterten Szenarios.

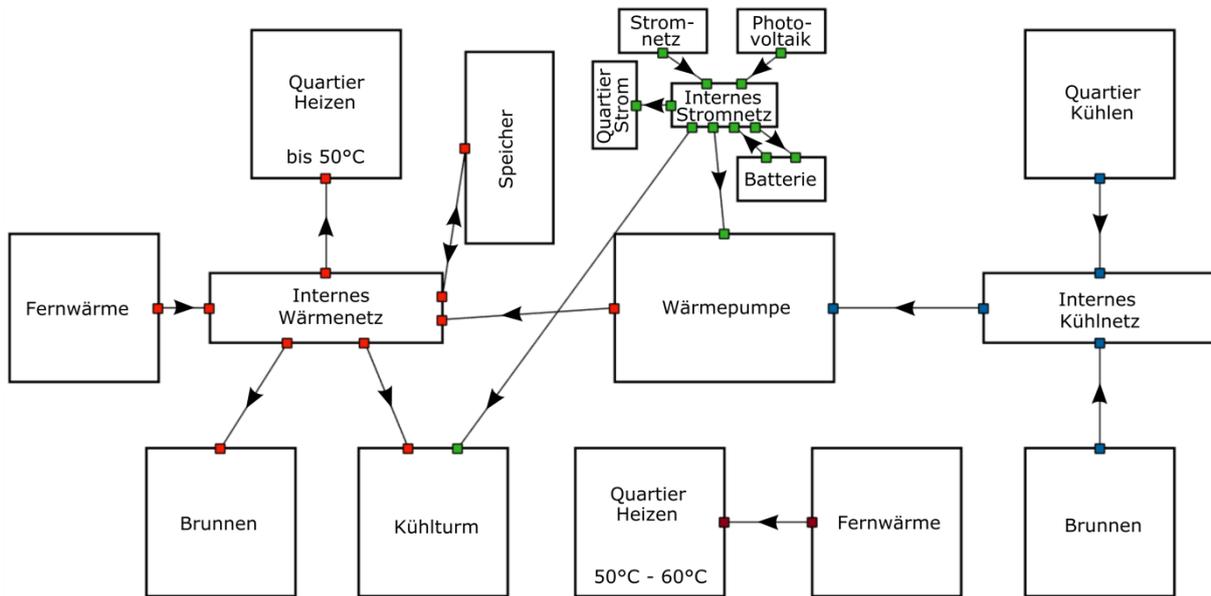


Abbildung 13: Konfiguration der MPC des erweiterten Szenarios. Die einzelnen Anlagen verfügen über sogenannte Ports, also Schnittstellen für Energie- und Massenströme. Diese können mit Ports anderer Anlagen und gleichen Typs verknüpft werden. So sind links in rot Ports vom Typ Wärme dargestellt, während grün für elektrische Energie und blau für Kälte steht.

Mittels dieser Spezifikationen der Einzelanlagen und der Verbindungen wird ein Gesamtmodell aus mehreren Teilmodellen (Anlagen) zusammengestellt, wobei die Verbindungen zwischen den jeweiligen Ports der Anlagen über Gleichheitsnebenbedingungen in der mathematischen Optimierung der MPC berücksichtigt werden. Anlagen, welche Energie importieren (hier Fernwärme und Stromnetz) gehen automatisch in die Kostenfunktion der MPC ein (Kostenminimierung). Ferner können zusätzliche Kosten für An- und Ausschaltvorgänge und andere unerwünschte Betriebsverhalten hinterlegt und in den Modellen abgebildet werden.

2.4.2. Methode zur Last- und Ertragsprognose

Zur Prognose der zukünftigen Lasten und Erträge wurde eine adaptive Prognosemethode [27] weiterentwickelt, welche die Heiz-, Kühl und Stromlast sowie den Ertrag aus der Photovoltaikanlage vorherzusagen kann. Die Idee der Prognosemethode besteht darin, die tatsächlichen Lasten bzw. Erträge der Vergangenheit zu analysieren und daraus mittels eines möglichst einfachen Modells die Zukunft zu prognostizieren. Im vorliegenden Fall werden die Tage in Stundenabschnitte unterteilt und für jeden Stundenabschnitt eine Regression der Last bzw. des Ertrages mit der Außentemperatur (bei der Wärmelast) bzw. der solaren Einstrahlung (beim Ertrag aus Photovoltaik) berechnet. Dabei wird ein und derselbe Stundenabschnitt der vergangenen 10 Tage für die Ermittlung der Regression herangezogen. Bei der Wahl der Tage, welche berücksichtigt werden, spielt bei der Lastprognose wiederum eine Rolle, ob es sich um einen Werktag oder einen Feiertag / Wochenende handelt.

Da bei der Stromlastprognose kein externer Einfluss (Temperatur, solare Einstrahlung, etc.) berücksichtigt wird, stellt das Ergebnis einfach den Mittelwert der Stromlast der letzten 10 Tage zur gleichen Zeit dar; für den Ertrag aus der Photovoltaikanlage sowie der Wärmelast kommt es zu einer

zusätzlichen Berücksichtigung der externen Einflüsse wie z.B. der Außentemperatur; dafür ist jedoch externes Wissen in Form von Wetterprognosen nötig, welches über Internet-Schnittstellen von einem Wetterdienst wie z.B. der ZAMG oder *meteoblue* bezogen werden kann. Abbildung 14 zeigt ein beispielhaftes Ergebnis der Prognose des Ertrags einer Photovoltaikanlage. In Rot wird die (in diesem Fall als genau bekannt angenommene) zukünftige solare Einstrahlung (Globalstrahlung) mitberücksichtigt, in Magenta wird der Ertrag rein aus dem vergangenen Ertrag extrapoliert und in Blau ist der tatsächliche (gemessene) Ertrag aufgetragen. Es ist klar zu erkennen, dass der Ertrag mithilfe der solaren Einstrahlung besser prognostiziert werden kann als nur mit Wissen über den vergangenen Verlauf.

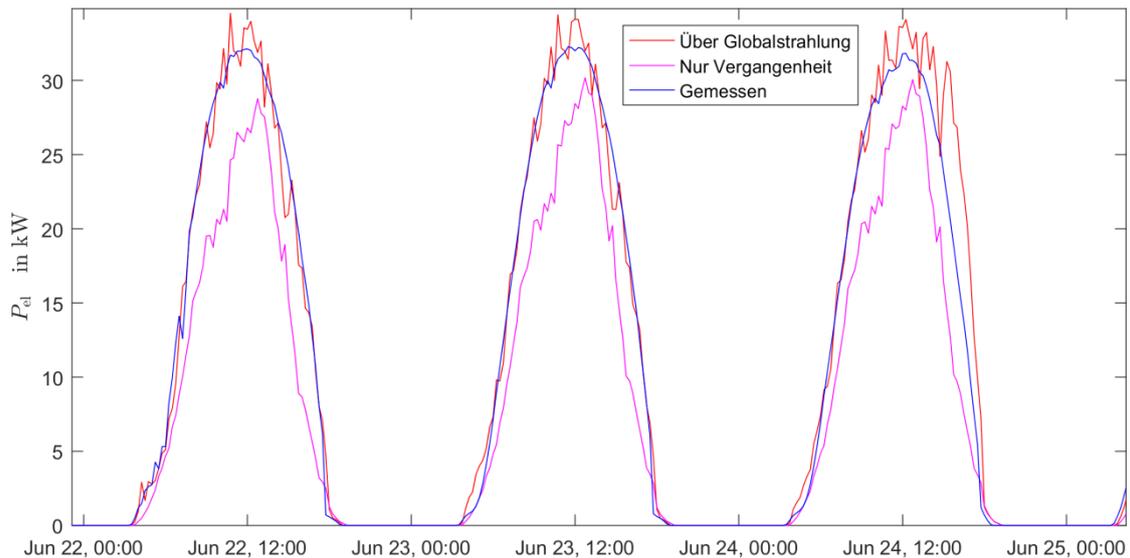


Abbildung 14: Beispielhaftes Ergebnis der Prognose des Ertrages aus einer Photovoltaikanlage. In Rot wird die (in diesem Fall als genau bekannt angenommene) solare Einstrahlung (Globalstrahlung) mitberücksichtigt, in Magenta wird der Ertrag rein aus dem vergangenen Ertrag extrapoliert und in Blau ist der tatsächliche (gemessene) Ertrag aufgetragen.

2.4.1. Umsetzung der modellprädiktiven Regelung in der Simulation

Für die Umsetzung der Stellgrößen aus der modellprädiktiven Regelung ist die unterlagerte Regelung des thermischen Speichers (Pumpen) bzw. des Batterieinverters zuständig. Da die restlichen Anlagen bereits von der Basisregelung geregelt werden, kann die modellprädiktive Regelung im vorliegenden Energiesystem als optimiertes Speicher- bzw. Batteriemangement gesehen werden, welches übergeordnet agiert. Ein Ausfall der MPC hätte somit in einer realen Anwendung nur einen Ausfall der optimalen Speicher- bzw. Batteriebewirtschaftung zur Folge. Die Gebäude können nach wie vor mit der benötigten Energie (Wärme, Kälte und Strom) versorgt werden. Abbildung 15 zeigt die Integration der MPC in die Energiezentrale, die für die MPC benötigten Messgrößen (Wärmeströme \dot{Q} , elektrische Leistungen P und Füllstände) zur Last- und Ertragsprognose und die von der MPC ausgegebenen Stellgrößen (Lade- und Entladevorgaben des Speichers bzw. der Batterie).

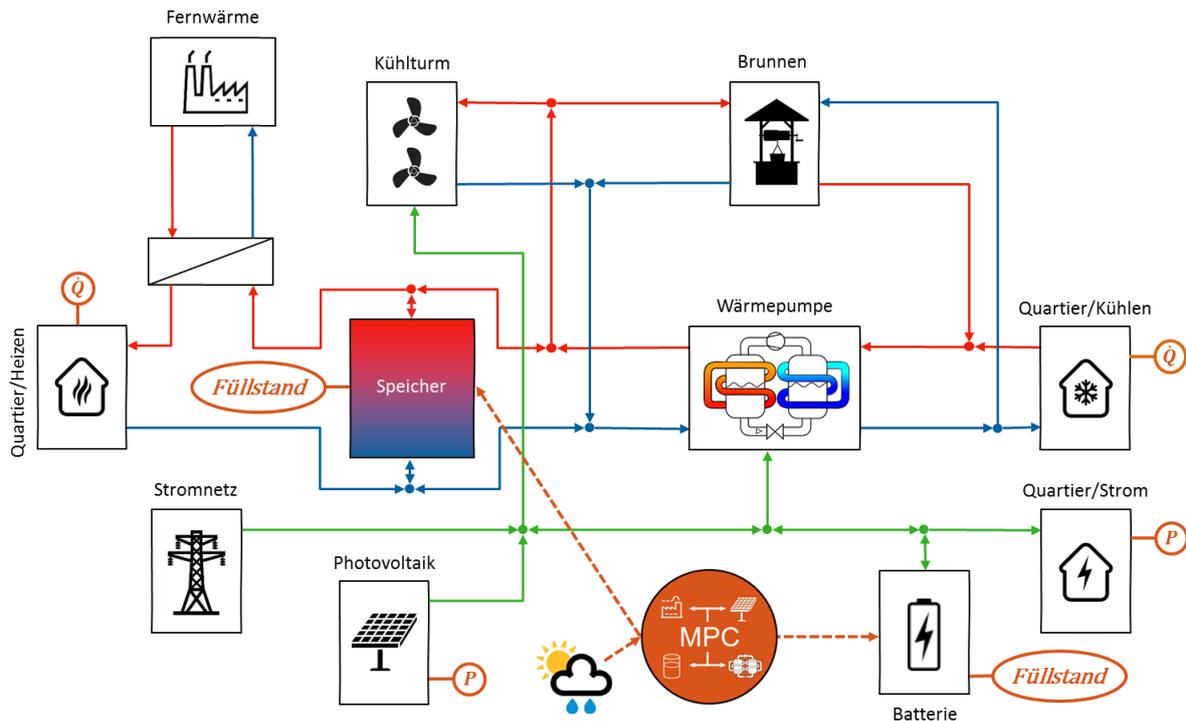


Abbildung 15: Integration der MPC in die Energiezentrale, die für die MPC benötigten Messgrößen (\dot{Q} , P und Füllstand) zur Last- und Ertragsprognose und die ausgegebenen Stellgrößen (Lade- und Entladevorgaben des Speichers bzw. der Batterie). Ein Ausfall der MPC würde nur einen Ausfall der optimalen Speicher- bzw. Batteriebewirtschaftung zur Folge haben. Die Gebäude können in diesem Fall nach wie vor mit der benötigten Energie (Wärme, Kälte und Strom) versorgt werden.

2.5. Durchgeführte Simulationsstudien

Um die Einflüsse von unterschiedlichen Nutzerverhalten, sich ändernden klimatischen Verhältnissen und von Prognosefehlern bewerten zu können wurden Jahressimulationen von verschiedenen Varianten des Basis- bzw. des erweiterten Szenarios untersucht. Nachfolgend sind alle untersuchten Varianten aufgelistet:

1) Klima 2018 mit hohen elektrischen Lasten bedingt durch die Gebäudenutzer:

- a) Basisszenario: Energiezentrale bestehend aus einem Fernwärmeanschluss, einem Anschluss an das Stromnetz, einer Photovoltaikanlage, einer Wärmepumpe (Brunnenentnahme) und eines Kühlturms geregelt durch eine konventionelle Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR).
- b) Erweitertes Szenario mit idealer MPC: Energiezentrale wie in a) erweitert um eine Batterie, einen thermischen Speicher und einer MPC, welche die Last- und Ertragsverläufe im Prognoseintervall exakt kennt.
- c) Erweitertes Szenario mit einer MPC, welche über eine ideale Wettervorhersagen verfügt: Energiezentrale wie in b) mit dem Unterschied, dass diesmal die MPC keine Kenntnis über die zukünftigen Last- und Ertragsverläufe, sehr wohl aber über das zukünftige Wetter hat. Es kommt die entwickelte Last- und Ertragsprognose zum Einsatz, welche als Eingang die bekannten Wetterdaten bekommen.
- d) Erweitertes Szenario mit realer MPC: Wie in b), jedoch werden die zukünftigen Lastverläufe mit Prognosemethoden abgeschätzt, welche unsichere Wetterdaten (= Wetterprognosen) zum Eingang haben.

- e) Erweitertes Szenario mit idealer erweiterter Prognose: Wie in c), jedoch werden hier zusätzlich bekannte Informationen über die Anwesenheit von Personen in den einzelnen Gebäuden (Belegung) in der Lastprognose mit berücksichtigt.
 - f) Erweitertes Szenario mit realer erweiterter Prognose: Wie in e), jedoch sind die Informationen über die Belegung und das Wetter mit Unsicherheiten behaftet.
- 2) Klima 2018 mit mittleren elektrischen Lasten bedingt durch die Gebäudenutzer: Wie 1) a) – f), jedoch mit mittleren elektrischen Lasten durch die Bewohner des Stadtquartiers.
 - 3) Klima 2060 mit hohen elektrischen Lasten bedingt durch die Gebäudenutzer: Wie 1) a) – f), jedoch mit einem mit dem Tool *Meteonorm* berechneten Klimadatensatz für 2060, bei dem von einer 2°C Klimaerwärmung ausgegangen wird.
 - 4) Klima 2060 mit mittleren elektrischen Lasten bedingt durch die Gebäudenutzer: Wie 3) a) – f), jedoch mit mittleren elektrischen Lasten durch die Bewohner des Stadtquartiers.

3. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationsstudien vorgestellt. Hierzu werden zunächst Vergleiche zwischen den Simulationsstudien vorgestellt, wobei dieser Vergleich zum einen für verschiedene Klima- und Lastsituationen stattfindet, zum anderen für die verschiedenen Simulationsvarianten. Ferner wird beispielhaft auf die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung und die Auswirkungen der modellprädiktiven Regelung eingegangen. Hierzu werden bei der ökonomischen Bewertung auf Ergebnisse auf Komponenten- sowie Systemebenen eingegangen. Bei der modellprädiktiven Regelung werden mittels einer Betrachtung der Komponenten thermischer Speicher und Batterie sowie der Betrachtung der Gesamtenergieströme in den Szenarien die Einsatzmöglichkeiten und der potentieller Mehrwert illustriert. Eine Analyse des Innovationsgehalts und der Beitrag zum Programm Stadt der Zukunft der hier präsentierten Methoden und Ergebnisse bildet den Abschluss dieses Abschnittes.

3.1. Vergleich aller Simulationsstudien

Um die Einflüsse von unterschiedlichen Nutzerverhalten, sich ändernden klimatischen Verhältnissen und von Prognosefehlern auf die modellprädiktive Regelung bewerten zu können und diese mit einer konventionellen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik vergleichen zu können, wurden alle in Abschnitt 2.5 definierten Simulationsstudien durchgeführt.

Die Ergebnisse der durchgeführten Jahressimulationen sind in Abbildung 16 ersichtlich, wobei für jede Simulation zwischen Betriebs-, Investitions- und Wartungskosten unterschieden wird, welche mithilfe des ökonomischen Modells ermittelt wurden.

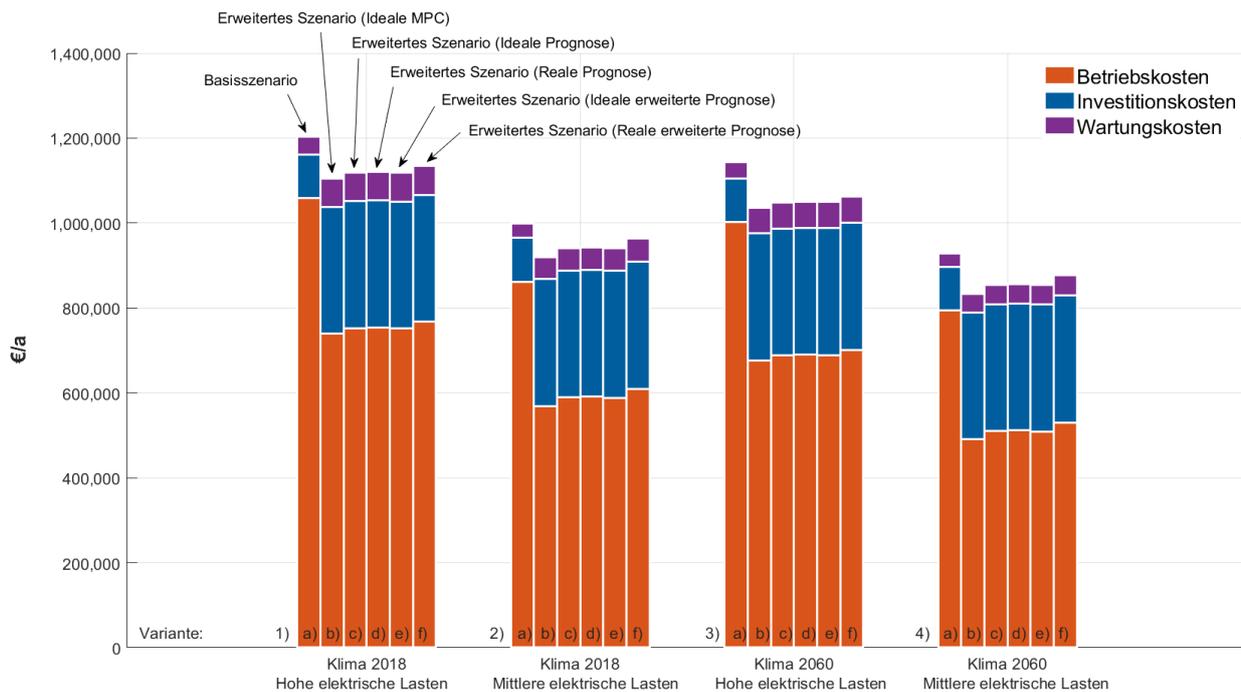


Abbildung 16: Vergleich aller durchgeführten Jahressimulation, wobei für jede Simulation zwischen Betriebs-, Investitions- und Wartungskosten unterschieden wird, welche mit Hilfe des ökonomischen Modells ermittelt wurden. Es zeigt sich, dass mit dem erweiterten Szenario unter realen Bedingungen je nach Klima- bzw. Lastvariante eine jährliche Gesamteinsparung von ca. 3 – 6% gegenüber dem Basisszenario zu erwarten ist.

Wie in den Ergebnissen zu erkennen ist liegen die jährlichen Kosten des erweiterten Szenarios in allen Fällen unter denen des Basisszenarios. Wie zu erwarten war, erzielt das erweiterte Szenario mit idealer MPC das beste Ergebnis. Besonders interessant an den Ergebnissen ist, dass eine unsichere Wetterprognose die Performance der MPC nur geringfügig verschlechtert (das erweiterte Szenario mit idealer Prognose hat nur gering weniger Gesamtkosten als das erweiterte Szenario mit realer Prognose) und sich das Hinzufügen von unsicheren Belegungsdaten sogar negativ auswirkt (erweitertes Szenario mit realer erweiterte Prognose hat höhere Gesamtkosten als das erweiterte Szenario mit realer Prognose). Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass die Prognosemethode den Wärmebedarf eher über den aktuellen Zeitpunkt und über die Belegung als über die vorherrschende Außentemperatur berechnet, was auf Grund der Trägheit der Gebäudemasse auch sinnvoll erscheint. Ein ungenaues Wissen über das zukünftige Wetter wirkt sich also nicht so stark aus wie ein ungenaues Wissen über die Belegung, welche gerade beim Strombedarf direkt in den Verbrauch einfließt. Da in einer realen Anwendung die tatsächliche Belegung nie genau bekannt sein wird, kann daher auf die Erhebung dieser Information verzichtet werden, da nur eine perfekte Kenntnis über die Belegung eine (sehr kleine) positive Auswirkung auf das Einsparungspotential hat.

Für die Praxis relevant ist hier vor allem der Vergleich des Basisszenarios mit dem erweiterten Szenario mit realer Prognose. Es zeigt sich, dass mit dem erweiterten Szenario unter realen Bedingungen je nach Klima- bzw. Lastvariante eine jährliche Gesamteinsparung von ca. 3 – 6% gegenüber dem Basisszenario zu erwarten ist.

3.2. Beispielhafte Ergebnisse aus dem ökonomischen Modell

Um die Fähigkeiten des ökonomischen Modells und somit dessen Mehrwert bei der Evaluierung der Szenarien darzustellen, werden nachfolgend einige beispielhafte Ergebnisse präsentiert.

3.2.1. Beispiel 1: Ergebnisse auf Komponentenebene anhand des ökonomischen Modells der Umwälzpumpen

Das ökonomische Umwälzpumpen-Modell nutzt wie alle anderen ökonomischen Modelle Ergebnisse aus den thermoelektrischen Modellen als Eingangsgrößen, in diesem Fall Volumenstrom und Druckdifferenz. Diese Eingangsgrößen werden dafür verwendet, den Betriebspunkt mit Hilfe eines hinterlegten Kennlinienfeld zu bestimmen. Hieraus kann der Stromverbrauch sowie die anfallenden Kosten genau ermittelt werden. Darüber hinaus wird berechnet, wie lange die Umwälzpumpe in welchem Leistungs- und somit Effizienzbereich betrieben wird, siehe Abbildung 17. Somit ist die Auswirkung der Regelung hierauf ersichtlich und kann optimiert werden bzw. die eingeplante Pumpe durch eine andere – z.B. kleinere oder größere – Variante ersetzt werden. Dies ist besonders in der Planungsphase eine relevante Information.

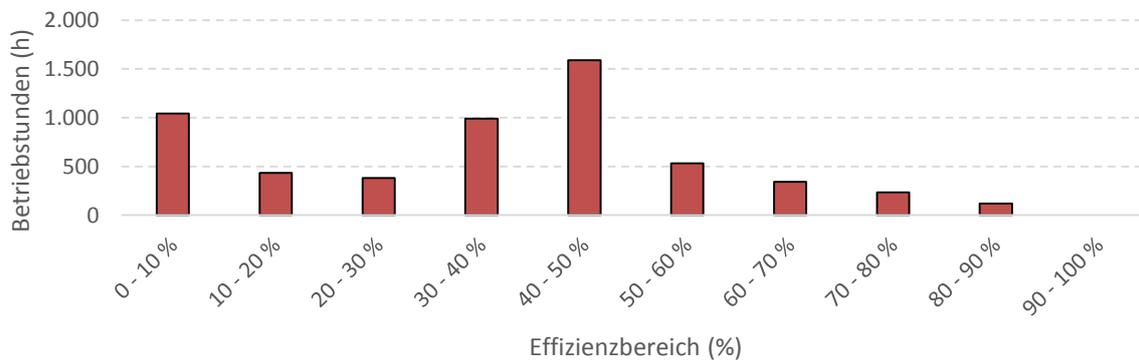


Abbildung 17: Beispielhafte Bewertung der Anzahl an Betriebsstunden pro Effizienzbereich für das Jahr 2018 der Umwälzpumpe für die Wärmeversorgung

Basierend auf dem Stromverbrauch werden mit Hilfe von monatlichen CO_2 -Faktoren für den Stromerzeugungsmix in Österreich [24] die zugehörigen CO_2 -Emissionen des Betriebs ermittelt. Für die Fernwärme wurde ein Wert basierend auf dem österreichischen Fernwärmeerzeugungsmix [25] verwendet. Die ökonomischen Kosten von CO_2 -Emissionen werden mit einem Wert von $30 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ [26] taxiert.

Zusätzlich zu den Betriebskosten werden Wartungs- und Investitionskosten für den untersuchten Zeitraum berechnet. Die erhaltenen Ergebnisse werden für die ökonomische Bewertung des Gesamtsystems als monatliche, Quartals- und jährliche Bilanzen aufbereitet, siehe Abbildung 18.

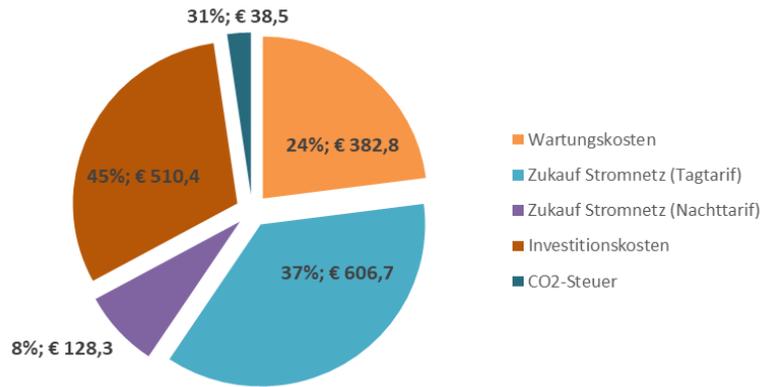


Abbildung 18: Beispielhaftes Ergebnis der Umwälzpumpe für Wärmeversorgung. Dargestellt die Aufteilung der Gesamtkosten (Betriebs-, Wartungs- und Investitionskosten) in €/a für das Jahr 2018.

3.2.1. Beispiel 2: Ergebnisse auf Systemebene anhand des Basisszenarios

Die Ergebnisse des Gesamtsystems fassen die Ergebnisse aus allen Teilmodellen, gemeinsam mit den nicht extra ökonomisch modellierten Komponenten (Fernwärmeübergabestation, Photovoltaikanlage, Wärmespeicher und MPC) zusammen und können automatisiert monatlich (Abbildung 20), jährlich (Abbildung 19) oder quartalsweise aufbereitet werden.

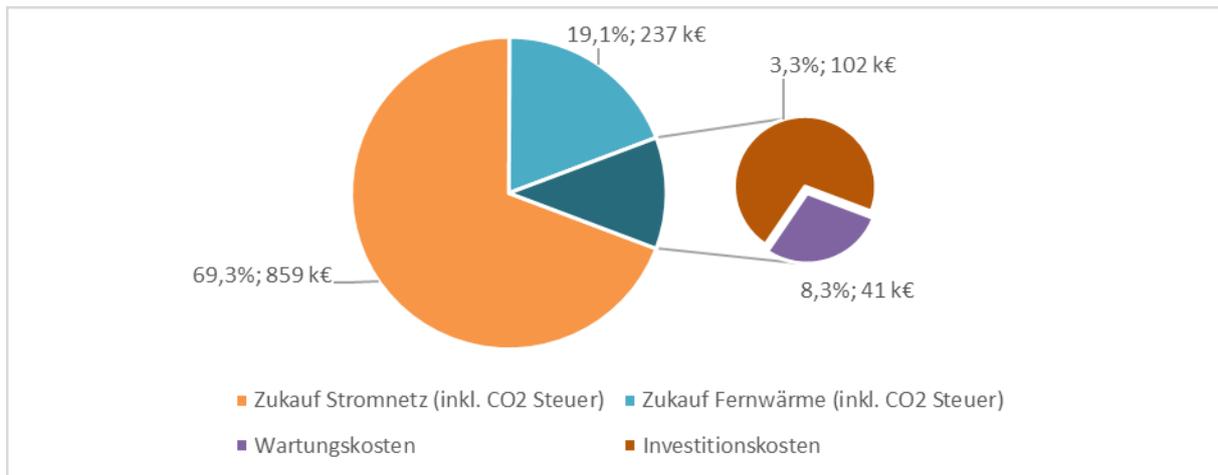


Abbildung 19: Beispielhafte Ergebnisse der ökonomischen Auswertung des Gesamtsystems im Basisszenario. Dargestellt die Aufteilung der Gesamtkosten (Betriebs-, Wartungs- und Investitionskosten) in k€/a für das Jahr 2018.

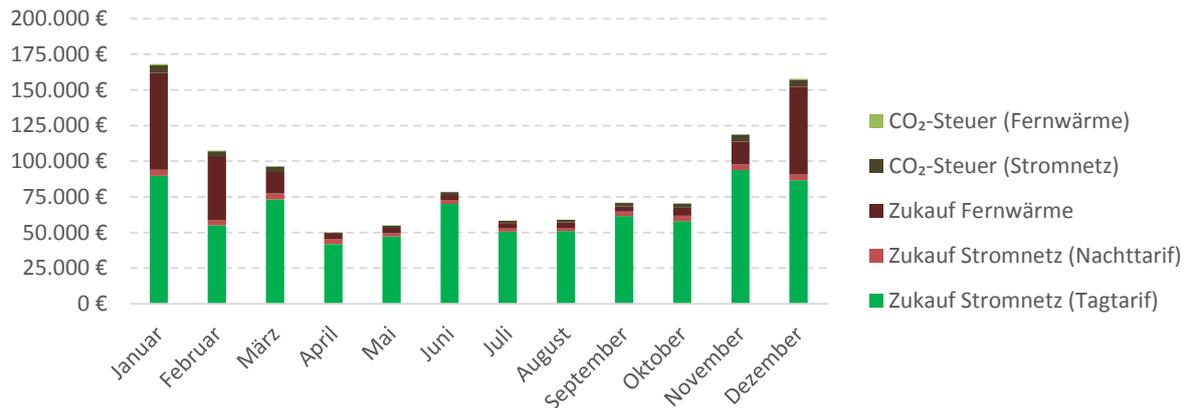


Abbildung 20: Beispielhafte Ergebnisse der ökonomischen Auswertung des Gesamtsystems im Basisszenario. Dargestellt die monatliche Aufteilung der Betriebskosten in Euro für das Jahr 2018.

3.3. Beispielhafte Ergebnisse der modellprädiktiven Regelung

Um die Funktionsweise der modellprädiktiven Regelung besser nachvollziehen bzw. evaluieren zu können werden nachfolgend einige beispielhafte Ergebnisse diskutiert.

3.3.1. Beispiel 1: Speicher zur Rückkühlung

An heißen Sommertagen, an denen das Quartier hauptsächlich gekühlt werden muss (Wärmebedarf gibt es nur für das Aufheizen der in den Gebäuden installierten Warmwasserspeicher auf 60°C in der Zeit von 22:00 – 00:00 Uhr), fungiert die Wärmepumpe als Kältemaschine, deren Wärmesenke dementsprechend rückgekühlt werden muss. Im Basisszenario würde dies folgendermaßen geschehen: Zuerst erfolgt die Rückkühlung über das Grundwasser (Brunnen), bis die dem Brunnen maximal zuführbare thermische Leistung erreicht wird (hier 1100 kW; hängt von der maximal möglichen Grundwasserentnahme und der aktuell vorherrschenden Grundwassertemperatur ab). Danach muss der Kühlturm aktiviert werden.

Im Vergleich dazu lässt sich im erweiterten Szenario (in dem die modellprädiktive Regelung aktiv und ein thermischer Speicher verfügbar ist) folgendes beobachten (siehe Abbildung 17): Bereits vor Eintritt der Kühllastspitze wird der thermische Speicher über den Brunnen entladen (Di. 26.06.2018 00:00 – 09:00 Uhr), damit dieser später Abwärme aufnehmen und langsam an den Brunnen abgeben kann. Dies schafft eine Entlastung des Kühlturms und somit geringere Betriebskosten und eine geringere Lärmbelästigung. Zudem wäre (bei entsprechender Dimensionierung des thermischen Speichers) eine kleinere Ausführung des Kühlturms möglich, was zu einem weiteren Einsparungspotential in den jährlichen Investitionskosten führen würde. Dieser Zusammenhang macht deutlich, dass die Auslegung einer Konfiguration nicht unabhängig von deren Betriebsplanung durchgeführt werden sollte und mittels Optimierung ansonsten unberücksichtigte Betriebsweisen offenbart werden können.

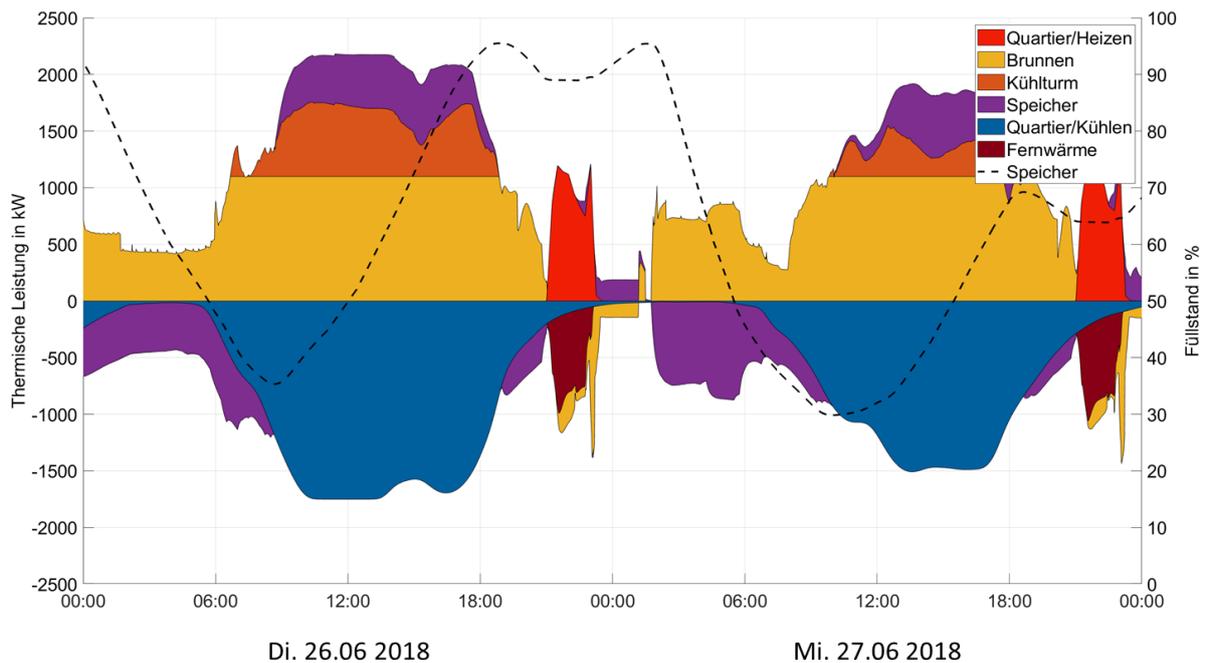


Abbildung 21: Beispielhaftes Ergebnis des erweiterten Szenarios, in dem der thermische Speicher aktiv zur Rückkühlung eingesetzt wird. Es kann beobachtet werden, dass bereits vor Eintritt der Kühllastspitze der thermische Speicher über den Brunnen entladen wird (Di. 26.06.2018 00:00 – 09:00 Uhr), um danach aktiv zur Rückkühlung eingesetzt zu werden. Dadurch entfällt die Leistungsspitze beim Betrieb des Kühlturmes und der Brunnen kann noch effizienter eingesetzt werden.

3.3.2. Beispiel 2: Batterie zur Tag- und Nachtstromverschiebung und als Photovoltaikzwischenpeicher

Für Importe aus dem Stromnetz wurde folgender Tag- und Nachtstromtarif hinterlegt: 20 ct./kWh in den Zeiten von 06:00 – 20:00 Uhr (Tagtarif) bzw. 6 ct./kWh außerhalb dieser Zeiten (Nachtstarif). Es ist daher sinnvoll die Batterie innerhalb des Zeitfensters des Nachtstarifs (und dort wiederum eher gegen Ende des Zeitfensters, um die Verluste möglichst gering zu halten) voll aufzuladen. Des Weiteren ist klar, dass eine Batterie dazu verwendet werden kann, einen Überschuss (Eigenbedarf geringer als Ertrag) aus der Photovoltaikanlage zwischen zu speichern. Dieses Verhalten könnte auch in einem übergeordneten System ohne modellprädiktive Regelung umgesetzt werden.

Spannend wird es, wenn beide Phänomene (Tag- und Nachtstromverschiebung und Photovoltaiküberschuss) gemeinsam auftreten. Dies kann am Füllstandsverlauf der Batterie vom So. 25.03.2018 in Abbildung 18 sehr gut erkannt werden. Die MPC entscheidet die Batterie nicht (wie z.B. am darauffolgenden Tag) bis 06:00 Uhr auf 100% zu laden, da später (So. 25.03.2018 10:00 – 16:30 Uhr) mit einem Überschuss aus der Photovoltaikanlage zu rechnen ist. Somit kann sichergestellt werden, dass der Überschussstrom gespeichert werden kann, bzw. nicht zu wirtschaftlich unvorteilhaften Preisen in das Stromnetz eingespeist werden muss.

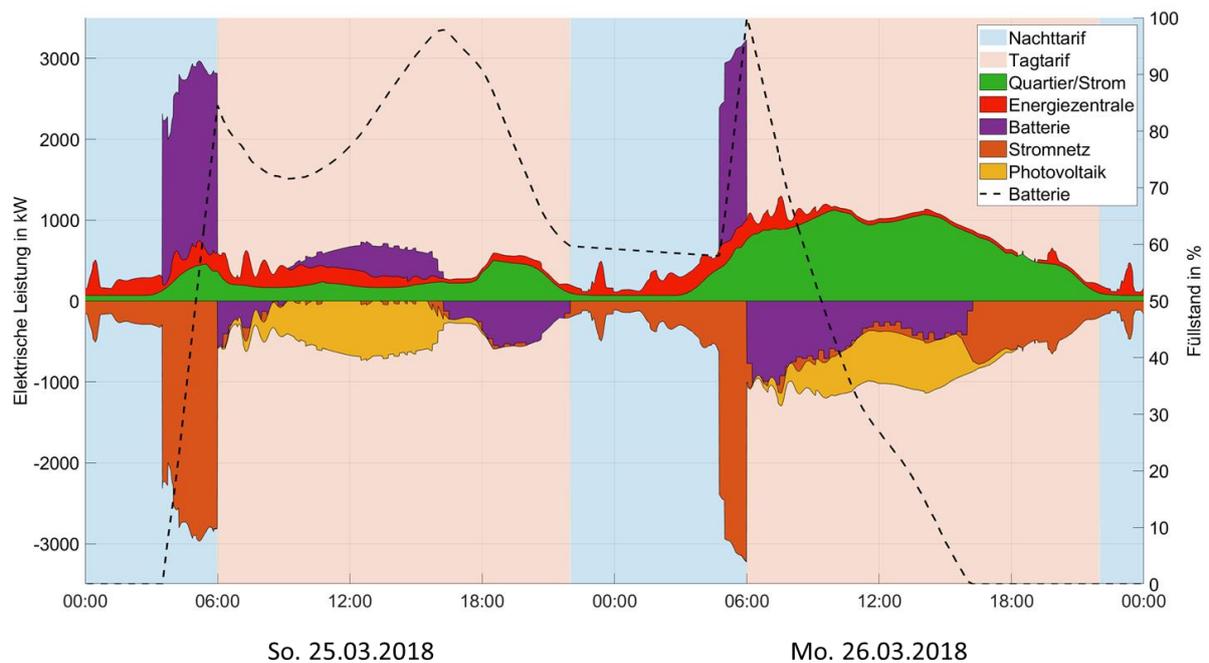


Abbildung 22: Beispielhaftes Ergebnis des erweiterten Szenarios, in dem die Batterie zur Tag- und Nachtstromverschiebung und als Photovoltaikzwischenpeicher eingesetzt wird. Dies kann am Füllstandsverlauf der Batterie vom So. 25.03.2018 sehr gut erkannt werden. Die MPC entscheidet die Batterie nicht (wie z.B. am darauffolgenden Tag) bis 06:00 Uhr auf 100% zu laden, da später (So. 25.03.2018 10:00 – 16:30 Uhr) mit einem Überschuss aus der Photovoltaikanlage zu rechnen ist. Somit kann sichergestellt werden, dass kein Photovoltaikstrom verloren geht bzw. nicht zu wirtschaftlich unvorteilhaften Preisen in das Stromnetz zurück eingespeist werden muss.

3.3.3. Beispiel 3: Energieflussdiagramm Basisszenario vs. erweitertes Szenario

Betrachtet man die Energieflüsse der Energiezentrale aus Jahressimulationen und vergleicht man beispielsweise das konventionell geregelte Basisszenario a) mit dem erweiterten Szenario b), welches über thermischen Speicher, eine Batterie und eine MPC mit realer Prognose verfügt (siehe Abbildung 19), können folgende vier typische MPC-Strategien daraus abgeleitet werden:

1) Thermischer Speicher zur Abdeckung von Spitzenlasten:

Die Entnahme aus dem Brunnen im erweiterten Szenario ist höher als im Basisszenario bzw. der Import aus der Fernwärme ist geringer. Durch den im erweiterten Szenario zur Verfügung stehenden thermischen Speicher kann die MPC Lastspitzen zeitlich verschieben und diese teilweise mit der Wärmepumpe abdecken.

2) Batterie zur Zwischenspeicherung von Überschussstrom aus der Photovoltaik:

Im erweiterten Szenario gibt es keinen Überschussstrom aus Photovoltaik mehr, da ein Batteriespeicher zur Verfügung steht, welcher von der MPC zur Speicherung des Überschussstroms herangezogen werden kann.

3) Batterie zur Ausnützung variabler Strompreise:

Ein Großteil der Zu- und abgeführten Energie der Batterie ergibt sich durch die aktive Verschiebung von günstigem Nachtstrom in den Tag durch die modellprädiktive Regelung.

4) Thermischer Speicher zur Rückkühlung:

Der Speicher entlädt sich teilweise über den Brunnen. Hier zeigt sich das vorher besprochene Verhalten (siehe Beispiel 1), bei dem der thermische Speicher aktiv zur Rückkühlung verwendet wird.

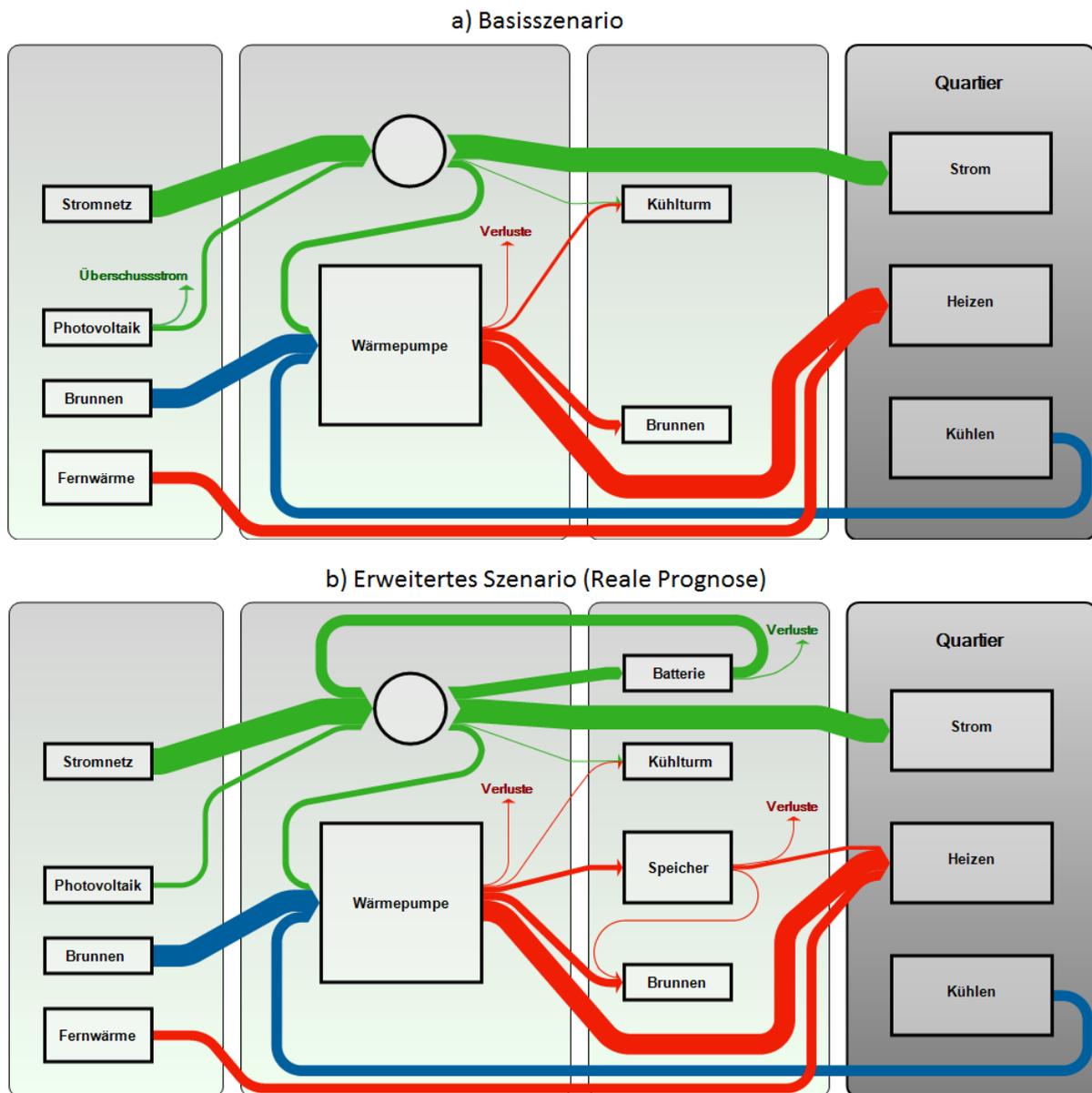


Abbildung 23: Vergleich der Energieflussdiagramme des Basis- und erweiterten Szenarios. Das Basisszenario a) ist konventionell geregelt und verfügt über keine Speicher; das erweiterte Szenario b) verfügt über einen thermischen Speicher, eine Batterie sowie eine diese regelnde MPC. Der Vergleich verdeutlicht vier typische MPC-Strategien: 1) thermischer Speicher zur Abdeckung von Spitzenlasten, 2) Batterie zur Zwischenspeicherung von Überschussstrom aus Photovoltaik, 3) Batterie zur Ausnützung variabler Strompreise und 4) thermischer Speicher zur Rückkühlung.

3.4. Innovationsgehalt

Das Ziel von ÖKO-OPT-QUART war die Entwicklung einer Methode, mit deren Hilfe komplexe urbane Energieverbünde ökonomisch optimal geregelt werden können. Mithilfe eines energietechnischen, eines ökonomischen und eines regelungstechnischen Modells werden vorausschauende übergeordnete Regelungsstrategien erarbeitet, um anhand einer konkreten Beispielkonfiguration bereits im Vorfeld die Investitions-, Errichtungs- und Betriebsführungsstrategie mit dem größten wirtschaftlichen Nutzen zu identifizieren und zuverlässig bewerten zu können. Ergänzend zu den methodischen Erkenntnissen wird ein Sekundärnutzen generiert, indem die Entwicklungen anhand realer Randbe-

dingungen bewertet werden und die dabei erhaltenen Erkenntnisse für die Realentwicklung des in Planung befindlichen Stadtquartiers genutzt werden können.

Die Innovationen in diesem Projekt sind daher auf mehreren Ebenen gegeben. Zum einen ist die vertiefte Expertise in den einzelnen Themengebieten energietechnische Simulation, ökonomische Betrachtung und modellprädiktive Regelung zu nennen, die es überhaupt erlaubte, die einzelnen Themengebiete umfassend bearbeiten zu können. Als zweiter Punkt und als wirkliches Alleinstellungsmerkmal ist die Verschränkung dieser Themengebiete in einer gemeinschaftlichen Betrachtung des Problems zu nennen. Dies führte nicht nur zu einer umfassend möglichen Bewertung der Energieversorgung eines Stadtquartiers im Nachhinein, sondern ermöglicht bereits in der Planungsphase weitreichende Schlussfolgerungen über die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit eines Konzeptes. Dieses Konzept kann dann dementsprechend adaptiert werden. In diesem Zusammenhang ist die Möglichkeit der Co-Simulation äußerst hilfreich gewesen.

Innovationen in den Themengebieten energietechnische Simulation, ökonomische Betrachtung und modellprädiktive Regelung

Durch die hohe Anzahl an Komponenten im energietechnischen System und der notwendige Detaillierungsgrad für die Einbindung der Regelstrategien war eine detaillierte Abbildung des Systems in verschiedenen Programmen wie TRNSYS und IDA ICE notwendig. Hier wurde durch intelligente Verwendung und Verschaltung der Programme untereinander war es möglich, in einem energietechnischen Gesamtmodell das thermische sowie das elektrotechnische Verhalten eines urbanen Energieverbundes auf Quartiersebene detailgetreu abzubilden.

Ergänzend zum energietechnischen Modell wurde ein instationäres ökonomisches Modell des gegebenen Energieverbundes entwickelt. Neben dem zeitlichen Verlauf der Energieströme wird damit der dynamische Verlauf der entstehenden Kosten abgebildet und analysiert. Zu diesem Zweck werden ökonomische Modelle für die einzelnen Komponenten entwickelt, welche die gesamten Lebenszykluskosten, also Investitionskosten wie auch betriebs-abhängige Kosten (Start/Stop-Zustände, Wartungsintensität) berücksichtigen. Dabei wurde besonders auf die wirtschaftliche Bewertung und Modellierung der oftmals sehr kostenintensiven instationären Vorgänge geachtet. Die einzelnen ökonomischen Modelle der Komponenten können durch ihren modularen Aufbau danach zu einem ökonomischen Gesamtmodell für verschiedene urbane Energieverbünde kombiniert werden, womit die wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Betriebsweisen und damit Regelungsstrategien möglichst wahrheitsgetreu bewertet werden können.

Aufbauend auf dem energietechnischen und dem ökonomischen Modell wurde eine Methodik zur modellprädiktiven Regelung verschiedener erneuerbarer Energieverbünde unter Einbeziehung der Potentiale für Abwärmenutzung entwickelt, die einen ökonomisch optimierten Betrieb sicherstellt. Dabei wurde insbesondere auf einen vertretbaren Adaptierungsaufwand im Falle neuer Konfigurationen geachtet werden. Die hier entwickelte Methodik ermöglicht eine schrittweise Erstellung einer modellprädiktiven Regelung, die systematisch und standardisiert fortschrittliche Regelungen für eine Vielzahl verschiedener Energieverbünde auf Quartiersebene erlaubt. Die Regelung trifft die Entscheidung wann und auf welchem Leistungsniveau welche Systemkomponente betrieben wird. Das für eine solche Regelung notwendige mathematische Modell führte dazu, dass lokal vorhandene Potentiale für Energieerzeugung und Speicherung besser ausgenutzt wurden und zu einer höheren Nachhaltigkeit führten als bei herkömmlichen Ansätzen. In Kombination mit dem weiter bzw. neu entwickelten detaillierten energietechnischen und ökonomischen konnte der

wirtschaftliche Nutzen einer übergeordneten modellprädiktiven Regelung im Vergleich zu konventionellen Regelungsalgorithmen real beziffert werden. Dazu wurden umfassende Simulationsstudien unter Variation der externen Einflüsse (z.B. Wetter, Benutzerverhalten, Strompreise) sowie verschiedener Prognosequalitäten mit einer entsprechenden modellprädiktiven Regelung und konventionellen Regelungsalgorithmen anhand der betrachteten konkreten Beispielkonfiguration durchgeführt und gegenübergestellt.

Innovation im Bereich Bewertung des interdisziplinären Gesamtmodells

Der Nutzen des interdisziplinären Vorgehens bei der Betrachtung des Gesamtsystems in diesem Projekt kommt durch Verknüpfung der Einzelelemente zustande. Hier wäre eine Einzelbetrachtung oder auch sequentielle Betrachtung der Einzelelemente nicht von vergleichbarer Aussagekraft. Durch das Zusammenspiel von energietechnischem, ökonomischem und regelungstechnischem Modell im Rahmen der verwendeten Co-Simulation ergibt sich eine innovative Möglichkeit, die Teilmodelle miteinander zu verbinden. Durch die starke Vernetzung und zunehmende Komplexität von Energieverbänden stellte der Ansatz der Co-Simulation dafür einen vielversprechenden Lösungsweg dar. Mit dessen Hilfe konnten nun Modelle und Funktionen mehrerer Simulationswerkzeuge genutzt werden, um eine gemeinsame verbesserte Gesamtsimulation und in Folge Optimierung zu ermöglichen. Dieses Vorgehen ermöglichte eine gemeinschaftliche energietechnische, ökonomische und ökologische Bewertung, die nicht nur im laufenden Betrieb zur Optimierung der Regelungsstrategien eingesetzt werden können. Vielmehr können bereits in der Planungsphase Energieversorgungskonzepte analysiert und bewertet werden und diese Konzepte (oder auch die Verbraucher wie Gebäude und Industrieanlagen) verändert und optimiert werden. So können teure Korrekturen hinterher vermieden bzw. optimale Lösungen für ein Gesamtsystem vorher identifiziert werden.

3.5. Beitrag zum Programm „Stadt der Zukunft“

Das Programm „Stadt der Zukunft“ unterstützt die Entwicklung neuer „Technologien, technologischer (Teil-)Systeme, urbaner Services und Dienstleistungen“, mit dem zentralen Anliegen, ein nachhaltiges Energiesystem zu entwickeln (<https://www.ffg.at/stadt-der-zukunft-das-programm>). Die meisten bisherigen Bearbeitungsansätze zielten entweder auf die Steigerung der energietechnischen Effizienz und/oder auf die Einbeziehung erneuerbarer Energieträger ab. Der Projektansatz des vorliegenden Projektes baut auf diesen, grundlegend materiell definierten, Bearbeitungsansätzen auf und erweitert diese um einen Forschungsansatz, der weniger Gestaltung der Systeme an sich, sondern vielmehr deren bestmögliche Betriebsweise in das Zentrum der Untersuchungen stellt. Es konnte gezeigt werden, dass durch den Einsatz „intelligenter“ Regelungssysteme im Betrieb des Energiesystems eines Stadtquartiers beinahe ohne Einsatz materieller Ressourcen ein relevantes Einsparpotential in Bezug auf ökonomische und ökologische Kenngrößen aktiviert werden kann.

4. Schlussfolgerungen

Das Ziel des Projektes, anhand einer konkreten Beispielkonfiguration, energietechnische, ökonomische und regelungstechnische Modelle zur Simulation komplexer Energieverbände von Stadtquartieren zu entwickeln, um Investitions-, Errichtungs- und Betriebsführungsstrategie zuverlässig bewerten zu können, konnte mit den gewählten Methoden erreicht werden. Einerseits

hat sich gezeigt, dass modellprädiktive Regelungen die Optimierung der Energieversorgung zukünftiger Stadtquartiere ermöglichen und andererseits, dass sich die Methode der Co-Simulation als Bewertungs- und Evaluierungstool einer solchen Regelung eignet.

4.1. Co-Simulation als Bewertungsmethode für komplexe Energieverbünde

Die Energieversorgung ganzer Stadtteile ist in der Regel eine komplexe Aufgabenstellung, die durch die Einbeziehung volatiler Energieträger (Sonne und Wind) in Zukunft noch anspruchsvoller werden wird. Der fluktuierende Verbrauch muss mit fluktuierender Energiebereitstellung in Einklang gebracht werden, um zu einem jeden Zeitpunkt die Versorgung gewährleisten zu können. Die simulationstechnische Abbildung der Verbrauchsstruktur und der Energiebereitstellung muss in der Lage sein eine Reihe unterschiedlichster Komponenten (siehe Abbildung 4) als Modell abzubilden und interaktiv (in jedem Zeitschritt) miteinander zu verknüpfen. Zur Modellierung dieser Komponenten stehen unterschiedlichste Simulationsprogramme zu Verfügung, die ihrerseits aus unterschiedlichen Wissenstraditionen hervorgegangen, mit unterschiedlichen Schwerpunkten entwickelt wurden, und daher unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen. Das Programm IDA ICE ermöglicht beispielsweise einen sehr hohen Detaillierungsgrad in der Modellierung der Gebäude, wogegen das Programm TRNSYS, das der Tradition des Maschinenbaus stammt, mit sehr umfangreichen Funktionalitäten zur Modellierung des energietechnischen Versorgungssystems ausgestattet ist. Die Methode der Co-Simulation ermöglicht es nun, nicht auf die Stärken und Schwächen eines einzelnen Simulationsprogramms angewiesen zu sein. Durch die Co-Simulation können Simulationsprogramme zielgerichtet eingesetzt werden, in dem die Stärken der einzelnen Simulationsprogramme miteinander zu einem leistungsfähigen Gesamtsystem kombiniert werden können.

4.2. Modellprädiktive Regelung für zukünftige Stadtquartiere

Mithilfe der durchgeführten Simulationsstudien, in denen die Einflüsse von unterschiedlichen Nutzerverhalten, sich ändernden klimatischen Verhältnissen und von Prognosefehlern auf die modellprädiktive Regelung umfassend analysiert wurden, konnten folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- 1) Eine modellprädiktive Regelung eignet sich für den optimierten Betrieb von zukünftigen Stadtquartieren. Dies trifft besonders auf Energiesysteme zu, in denen sektorgekoppelte, volatile, preisvariable oder langsam reagierende Anlagen oder Quellen eine Rolle spielen.
- 2) Um das volle (Einsparungs-)Potential einer modellprädiktiven Regelung auszuschöpfen eignet sich der Einsatz von thermischen Speichern und Batterien besonders. Diese Erkenntnis lässt sich natürlich auf andere Sektoren übertragen, die Wirtschaftlichkeit ist jedoch stark von den Preisen der vorhandenen Speichertechnologien des jeweiligen Sektors abhängig.
- 3) Die Berücksichtigung einer modellprädiktiven Regelung in der Planungsphase (Dimensionierung der geplanten Anlagen) ist entscheidend für die Höhe der zu erzielenden Gesamteinsparung. Komplexe Energiesysteme, bei denen in der Planungsphase der ganzheitliche Betrieb nicht berücksichtigt wird, bieten ein meist unvorhersehbares Optimierungspotential. Oftmals werden solche Systeme überdimensioniert („Angstfaktor“), was zwar Einsparungen in den Betriebskosten durch einen optimierten Betrieb begünstigt, die Gesamtkosten (Wartung, Betrieb und Investition) jedoch höher ausfallen lässt als bei optimal geplanten (und in späterer Folge optimal geregelten) Systemen.

- 4) Für die Prognose von Lastverläufen für die modellprädiktive Regelung sind vergleichsweise mathematisch einfache Methoden wie die lineare Regression (z.B. [27]) vollkommen ausreichend, da es sich bei Stadtquartieren um sehr große Systeme handelt, in denen es zu keinen sprunghaften relativen Änderungen der Last kommt (Mittelungseffekt).
- 5) Für die Lastprognose von Heiz-, Kühl-, und Stromlasten ist die Berücksichtigung der tatsächlichen Gebäudebelegung nicht empfehlenswert, da nur ein genaues Wissen über die Belegung, welches bei realen Systemen nicht vorhanden ist, die Prognosequalität verbessert. Ein mit Unsicherheiten behaftetes Wissen über die Belegung der Gebäude des Stadtquartiers kann sogar zu einer Verschlechterung der Prognose führen.

Diese Schlussfolgerungen sind vor allem für Unternehmen und Forschungseinrichtungen, welche sich mit der Entwicklung und Umsetzung von modellprädiktiven Regelungsmethoden für Stadtquartiere befassen, relevant, aber auch für Energieplanungsbüros, welche solche Systeme auslegen (Stichwort: optimierungsbasierte Dimensionierung).

Für die wissenschaftlichen Partner dieses Projekts stellen die Projektresultate und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen eine wichtige Grundlage und einen Erfahrungspool für weitere Forschungs- und Umsetzungsprojekte im gegenständlichen Themengebiet dar. Das Zusammenspiel zwischen technischer Planung, Ausführung und Betrieb sowie der ökonomischen Auswirkungen bzw. die Einbeziehung in die Planungsphase ist ein wichtiger, jedoch bis dato nicht erfasster bzw. erfassbarer Aspekt. Eine weitere Bearbeitung dieser Fragestellungen stellt ein hohes Innovationspotential für alle beteiligten Partner dar.

Auch die beteiligten Unternehmenspartner konnten von den gewonnenen Erkenntnissen stark profitieren. Durch Einblicke in neuartige Methoden zur Regelung, Simulation und ökonomischen Bewertung von Energiesystemen konnten sie ihre Erfahrungen in diesen Bereichen erweitern. Besonders hervorzuheben ist hier das gewonnene Verständnis über die eingesetzten Methoden zur modellprädiktiven Regelung und deren Potential bzw. wirtschaftlichen Nutzen.

Für die gezielte Verbreitung der Ergebnisse unter KMUs aus der Automatisierungstechnikbranche, aber auch unter Energiedienstleistern, Städteplanern und Investoren wurden die gewonnenen Erkenntnisse bei einem öffentlichen Workshop³ präsentiert bzw. gemeinsam diskutiert. Im Zuge des Workshops und der darin entstandenen Dialoge wurde schnell klar, dass das Interesse für modellprädiktive Regelungsmethoden (bei z.B. Investoren, Städteplanern und Energieplanungsbüros) groß ist. Noch zu klärende Fragen sind Szenarien (wie z.B. das in diesem Projekt untersuchte erweiterte Szenario), bei denen ein Investment in zusätzliche Anlagen (thermischer Speicher, Batterie, etc.) nötig ist, welches sich dann mit späteren Einsparungen in den Betriebskosten gegenrechnet (*Return of Invest*). Hier gilt es die Interessen von Investoren, Betreibern und Bewohnern von zukünftigen Stadtquartieren zu vereinen und vor allem darum (Markt- bzw. Finanzierungs-)Modelle zu schaffen, die solche Szenarien für alle Parteien attraktiv machen. Ein im Workshop vorgebrachter vielversprechender Ansatz dafür sind sogenannte *Contracting*-Modelle.

³ Die Unterlagen zum abgehaltenen Workshop stehen unter nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/oeko-opt-quart.php im Downloadbereich zur Verfügung.

5. Ausblick und Empfehlungen

Auf Grund der Komplexität und Vielschichtigkeit der zugrundeliegenden Fragestellung konnten im Rahmen dieses Projektes nur erste Schritte in Richtung modellprädiktive Regelung von Energiesystemen von Stadtquartieren und deren ökonomische Bewertung gesetzt werden. Einige Ergebnisse wurden hier vorgestellt, woraus sich die im Folgenden beschriebenen Empfehlungen ableiten lassen. Schlussendlich wird ein Ausblick auf weiterführende Forschungsfragen und Umsetzungspotenziale gegeben.

5.1. Empfehlungen für die Konzeption von neuen Stadtquartieren

Für die Konzeption von neuen Stadtquartieren wurde im Zuge dieses Projekts ein Leitfaden erstellt, welcher Richtlinien, Methoden und Hinweise zur Vorgehensweise bei der Planung und Implementierung von modellprädiktiven Regelungen für komplexe vernetzte Energiesystemen in zukünftigen Stadtquartieren enthält. Dieser richtet sich insbesondere an österreichische KMUs im Bereich der Automatisierungstechnik, aber auch an interessierte Energiedienstleister, Investoren und Planern von Stadtquartieren. Im Leitfaden wird eine aus den Schritten Planung, Simulation, Implementierung und Evaluierung bestehende Vorgehensweise beschrieben (siehe Abbildung 20), die bei der praktischen Umsetzung einer MPC helfen soll.

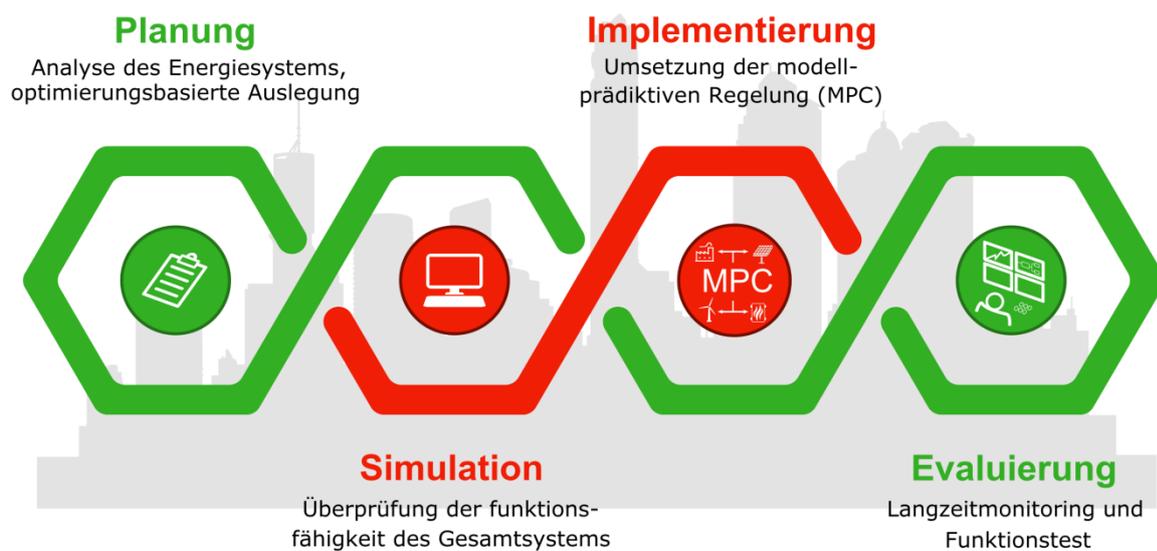


Abbildung 24: Im Leitfaden vorgeschlagene Vorgehensweise bei der Umsetzung einer modellprädiktiven Regelung (MPC) für die optimale Energieversorgung von zukünftigen Stadtquartieren.

Der vollständige Leitfaden steht unter <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/oeko-opt-quart.php> im Downloadbereich zur Verfügung.

5.2. Ausblick

Basierend auf den Ergebnissen des Projektes können einige Fragestellungen formuliert werden, welche in zukünftigen Projekten beantwortet werden sollten, um den Einsatz von modellprädiktiven Regelungen in Energieverbänden bereit für den großflächigen Einsatz zu machen. Diese beziehen sich auf die Modelle, die Methoden der Optimierung, die Skalierbarkeit der Optimierungsansätze sowie die optimierungsbasierte Planung. Ferner müssen die Details der praktischen Umsetzung sowie die

Geschäftsmodelle, welche der technologischen Lösung schlussendlich zum Durchbruch verhelfen müssen, analysiert werden.

Bezüglich der Modelle sind im thermischen Sektor die Gebäude zwar modelliert und simuliert, jedoch nicht aktiv in die modellprädiktive Regelung einbezogen worden. Das latente thermische Speicherpotential der Gebäude wurde somit von der Regelung nicht berücksichtigt, womit die Dimensionierung der thermischen Speicher aller Voraussicht nach größer ausfiel, als dies tatsächlich nötig gewesen wäre.

Die aktive Berücksichtigung von thermischen Massen in der Optimierung erfordert in weitere Folge auch eine Berücksichtigung von Komfortgrenzen oder anderen thermischen Einschränkungen in einzelnen thermischen Zonen, welche nicht über- oder unterschritten werden dürfen. Daraus resultiert die Notwendigkeit, sich nicht nur mit Energieströmen, sondern mit Temperaturen und Massenströmen zu befassen, wodurch das bisher lineare Optimierungsproblem nichtlinear wird. Daraus resultierende Schwierigkeiten werden im Bereich der optimierten Gebäudeklimatisierung bereits in Forschungsarbeiten untersucht; die gleichzeitige Berücksichtigung mehrerer Gebäude und deren wechselseitiger Interaktion über eine Energiezentrale sind jedoch noch offene Fragestellungen und stellen insbesondere bezüglich der Skalierbarkeit große Herausforderungen dar.

Direkt damit verbunden ist die Frage der korrekten Dimensionierung der Anlagen in der Energiezentrale. Optimierungsbasierte Verfahren, welche typischerweise aus dem Smart Grid- bzw. Stromsektor kommen, führen hier z.B. Jahressimulationen mit typischen Last- und Ertragsprofilen aus erneuerbaren Quellen durch, sind aber ebenfalls energiebasiert und vernachlässigen somit meist thermische Aspekte. Die Kombination unterschiedlicher Technologien, welche Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus unterschiedlich effizient zur Verfügung stellen können, kann daher derzeit nicht korrekt abgebildet werden.

Oft scheitern reale Implementierungen von modellprädiktiven Regelungen für Energiemanagementsysteme an mangelnden Standardlösungen und –interfaces. Die wenigen realen Umsetzungen sind meist Resultate von Forschungsarbeiten und damit Insellösungen, welche nicht ohne prohibitiv hohe Kosten auf andere Gebäude- oder Formkomplexe übertragen werden können. Hier wird derzeit unter dem Stichwort „Interoperability“ und dem IEEE-Standard 2030.7 [35] geforscht und weiterentwickelt.

Schließlich sind alle technischen Probleme und deren Lösungen nur dann relevant, wenn Geschäftsmodelle oder politische Richtlinien existieren, welche die Umsetzung von modellprädiktiven Regelungen ökonomisch sinnvoll bzw. notwendig machen. Es besteht das Problem der Motivation für die Umsetzung von energiesparenden oder –optimierenden Maßnahmen sowohl auf der Seite der Gebäudekomplexe (wer soll die höheren Investitionskosten tragen, wenn dadurch nur die Pächter und Mieter niedrigere Energiekosten lukrieren), als auch bei dem Anschluss an (Wärme-) Netze (die Anschlussleistung muss für Notfälle oft hoch bleiben, auch wenn die übertragene Wärme/Energie im Mittel sehr gering ausfällt, wenn der Gebäudekomplex zu einem hohen Prozentsatz autark agieren kann). Erst wenn diese Probleme gelöst sind und der Nutzen der modellprädiktiven Regelung für jeden Einzelfall über Standardprozeduren leicht deutlich gemacht werden kann, wird der Durchbruch der entwickelten technologischen Lösungen möglich sein.

6. Verzeichnisse

6.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Maximalstruktur urbaner Energiesysteme und Ressourcenverbünde in Städten und Stadtquartieren [2]	11
Abbildung 2: Anlagenkonzept der Energiezentrale des Basisszenarios bestehend aus zwei zusammengefassten Wärmepumpen ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$), welche zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden können, einem Brunnen, welcher den Wärmepumpen als Niedertemperaturwärmequelle dient bzw. welcher zur Rückkühlung eingesetzt werden kann, einem Kühlturm ($2 \text{ MW}_{\text{therm}}$) zur Rückkühlung, falls eine Rückkühlung über den Brunnen nicht ausreicht bzw. nicht möglich ist, einer Photovoltaikanlage und Anschlüssen an die Fernwärme sowie das Stromnetz.....	18
Abbildung 3: Schema des Industriegebäudes mit zugehöriger Unterteilung der mit PV-Modulen bebaubaren Flächen. Photovoltaik-Modul: Mitsubishi PV-MLT255HC, $P_{\text{Max}} = 247,4 \text{ W}$, 4 Module ca. 1 kWp.....	19
Abbildung 4: Anlagenkonzept der Energiezentrale des erweiterten Szenarios, welches eine Erweiterung des Basisszenarios um einen thermischen Speicher, eine Batterie und die modellprädiktive Regelung vorsieht.	21
Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung des optimierungsbasierten Modells zur optimalen Dimensionierung der unbekanntenen Speicher- bzw. Batteriegrößen des erweiterten Szenarios.....	22
Abbildung 6: Systemmodell für eine Kopplung von EnergyPlus mit Simulink [31]	25
Abbildung 7: Liste der Beispiele für die Kopplung verschiedener Simulationsprogramme in BCVTB ..	26
Abbildung 8: Darstellung des Co-Simulation Aufbaus in der graphischen Benutzeroberfläche von BCVTB; links ohne, rechts mit Gebäudesimulation	26
Abbildung 9: Aufbau des Simulationsmodells für die Energiezentrale im Simulation Studio von TRNSYS	29
Abbildung 10: Regelung des thermischen Teils der Energiezentrale im Heizfall (ohne Speicher). Die Wärmepumpen-ausgangstemperatur ist auf 50°C geregelt, der Brunnen dient als Niedertemperaturwärmequelle und ist auf eine Spreizung von 5 K geregelt. Sollte die geforderte Wärmeleistung des Quartiers über der maximalen Wärmepumpen- bzw. Brunnenentzugsleistung liegen, wird die Wärmepumpe die geforderten 50°C Ausgangstemperatur nicht halten können und die Fernwärme muss nachheizen (Serienschaltung).	31
Abbildung 11: Schematische Darstellung des ökonomischen Modells mit den enthaltenen Submodellen (Kasten) und die Verbindungen zwischen den Submodellen (Pfeile)	33
Abbildung 12: Schema der im Projekt ÖKO-OPT-QUART entwickelten modularen modellprädiktiven Regelung; die zukünftigen Sollwerte der Anlagen werden solange variiert, bis ein Optimum (z.B. minimale Betriebskosten) erreicht wird. Dies geschieht über die Formulierung der Aufgabe als mathematisches Optimierungsproblem und den Einsatz moderner Programme (Solver).....	37
Abbildung 13: Konfiguration der MPC des erweiterten Szenarios. Die einzelnen Anlagen verfügen über sogenannte Ports, also Schnittstellen für Energie- und Massenströme. Diese können mit Ports	

anderer Anlagen und gleichen Typs verknüpft werden. So sind links in rot Ports vom Typ Wärme dargestellt, während grün für elektrische Energie und blau für Kälte steht.	39
Abbildung 14: Beispielhaftes Ergebnis der Prognose des Ertrages aus einer Photovoltaikanlage. In Rot wird die (in diesem Fall als genau bekannt angenommene) solare Einstrahlung (Globalstrahlung) mitberücksichtigt, in Magenta wird der Ertrag rein aus dem vergangenen Ertrag extrapoliert und in Blau ist der tatsächliche (gemessene) Ertrag aufgetragen.	40
Abbildung 15: Integration der MPC in die Energiezentrale, die für die MPC benötigten Messgrößen (Q , P und Füllstand) zur Last- und Ertragsprognose und die ausgegebenen Stellgrößen (Lade- und Entladevorgaben des Speichers bzw. der Batterie). Ein Ausfall der MPC würde nur einen Ausfall der optimalen Speicher- bzw. Batteriebewirtschaftung zur Folge haben. Die Gebäude können in diesem Fall nach wie vor mit der benötigten Energie (Wärme, Kälte und Strom) versorgt werden.	41
Abbildung 16: Vergleich aller durchgeführten Jahressimulation, wobei für jede Simulation zwischen Betriebs-, Investitions- und Wartungskosten unterschieden wird, welche mit Hilfe des ökonomischen Modells ermittelt wurden. Es zeigt sich, dass mit dem erweiterten Szenario unter realen Bedingungen je nach Klima- bzw. Lastvariante eine jährliche Gesamteinsparung von ca. 3 – 6% gegenüber dem Basisszenario zu erwarten ist.	43
Abbildung 17: Beispielhafte Bewertung der Anzahl an Betriebsstunden pro Effizienzbereich für das Jahr 2018 der Umwälzpumpe für die Wärmeversorgung.	44
Abbildung 18: Beispielhaftes Ergebnis der Umwälzpumpe für Wärmeversorgung. Dargestellt die Aufteilung der Gesamtkosten (Betriebs-, Wartungs- und Investitionskosten) in €/a für das Jahr 2018.	45
Abbildung 19: Beispielhafte Ergebnisse der ökonomischen Auswertung des Gesamtsystems im Basisszenario. Dargestellt die Aufteilung der Gesamtkosten (Betriebs-, Wartungs- und Investitionskosten) in k€/a für das Jahr 2018.	45
Abbildung 20: Beispielhafte Ergebnisse der ökonomischen Auswertung des Gesamtsystems im Basisszenario. Dargestellt die monatliche Aufteilung der Betriebskosten in Euro für das Jahr 2018.	46
Abbildung 21: Beispielhaftes Ergebnis des erweiterten Szenarios, in dem der thermische Speicher aktiv zur Rückkühlung eingesetzt wird. Es kann beobachtet werden, dass bereits vor Eintritt der Kühllastspitze der thermische Speicher über den Brunnen entladen wird (Di. 26.06.2018 00:00 – 09:00 Uhr), um danach aktiv zur Rückkühlung eingesetzt zu werden. Dadurch entfällt die Leistungsspitze beim Betrieb des Kühlturmes und der Brunnen kann noch effizienter eingesetzt werden.	47
Abbildung 22: Beispielhaftes Ergebnis des erweiterten Szenarios, in dem die Batterie zur Tag- und Nachtstromverschiebung und als Photovoltaikzwischenpeicher eingesetzt wird. Dies kann am Füllstandsverlauf der Batterie vom So. 25.03.2018 sehr gut erkannt werden. Die MPC entscheidet die Batterie nicht (wie z.B. am darauffolgenden Tag) bis 06:00 Uhr auf 100% zu laden, da später (So. 25.03.2018 10:00 – 16:30 Uhr) mit einem Überschuss aus der Photovoltaikanlage zu rechnen ist. Somit kann sichergestellt werden, dass kein Photovoltaikstrom verloren geht bzw. nicht zu wirtschaftlich unvorteilhaften Preisen in das Stromnetz zurück eingespeist werden muss.	48
Abbildung 23: Vergleich der Energieflussdiagramme des Basis- und erweiterten Szenarios. Das Basisszenario a) ist konventionell geregelt und verfügt über keine Speicher; das erweiterte Szenario	

b) verfügt über einen thermischen Speicher, eine Batterie sowie eine diese regelnde MPC. Der Vergleich verdeutlicht vier typische MPC-Strategien: 1) thermischer Speicher zur Abdeckung von Spitzenlasten, 2) Batterie zur Zwischenspeicherung von Überschussstrom aus Photovoltaik, 3) Batterie zur Ausnutzung variabler Strompreise und 4) thermischer Speicher zur Rückkühlung.49

Abbildung 24: Im Leitfaden vorgeschlagene Vorgehensweise bei der Umsetzung einer modellprädiktiven Regelung (MPC) für die optimale Energieversorgung von zukünftigen Stadtquartieren.54

6.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Elektrische Jahreserträge $W_{\text{Jahr,ges}}$ und Modulanzahl Mod.Anz. aller Dachflächen für unterschiedliche Modulneigungen γ_{Mod} und Modulreihenabstände l_{Reihe} 20

Tabelle 2: Elektrische Jahreserträge ($W_{\text{Jahr,ges}}$) und Modulanzahl (Mod.Anz.) der Frontflächen.....20

Tabelle 3: Randbedingungen des Speichers und der Batterie für die optimierungsbasierte Dimensionierung, wobei die jährlichen Kosten des Speichers bzw. der Batterie von der mittleren Lebensdauer, dem gewählten Zinssatz (3 %) und der gewählten Größe abhängen.....22

Tabelle 4: Zusammenfassung Wartungsstrategien und Faktoren zur Anpassung der Wartungskosten und der erwarteten Lebensdauer34

Tabelle 5: Überblick Konversionsfaktoren für Strom zur Ermittlung des Primärenergiebedarf (PEB) (f_{PE}), des nichterneuerbaren Anteils des PEB ($f_{\text{PE,n.ern.}}$), des erneuerbaren Anteils des PEB ($f_{\text{PE,ern.}}$) sowie von CO₂-Äquivalent ($f_{\text{CO}_2\text{eq}}$). Daten aus Entwurf Juni 2018 OIB-Richtlinie 6.36

Tabelle 6: Überblick Konversionsfaktoren für Fernwärme zur Ermittlung des Primärenergiebedarf (PEB) (f_{PE}), des nichterneuerbaren Anteils des PEB ($f_{\text{PE,n.ern.}}$), des erneuerbaren Anteils des PEB ($f_{\text{PE,ern.}}$) sowie von CO₂-Äquivalent ($f_{\text{CO}_2\text{eq}}$). Daten aus Entwurf² Juni 2018 OIB-Richtlinie 6.36

6.3. Literaturverzeichnis

- [1] <http://ec.europa.eu/resource-efficient-europe/> (abgerufen am 18. September 2015).
- [2] RSA – EnergySimCity - Ganzheitliche Analyse und Simulation von Energiesystemen und Ressourcenverbänden in Städten und Stadtquartieren, 4. Ausschreibung:
- [3] Wieland T., Reiter M., Schmautzer E., Fickert L., Lagler M., Eberhart S.: *Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung – Konventioneller & probabilistischer Ansatz*. e & I – Elektrotechnik und Informationstechni, Springer Verlag GmbH, Wien, Österreich, 2014
- [4] Hufnagl E. Aigner M. Schmautzer E., Bitzan G.: *Auswirkungen von Umstrukturierungsmaßnahmen auf die Zuverlässigkeitskennzahlen in einem städtischen Mittelspannungsnetz*, IEWT 2015, Wien 2015
- [5] Hemmer J.; *Modellierung und Regelung von Pufferspeichern in Biomasseheizungen*, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2014.
- [6] Bauer, D.: *Zur thermischen Modellierung von Erdwärmesonden und Erdsonden-Wärmespeichern*. PhD Thesis, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart, Germany. 2012
- [7] Kräuchi P, Kolb M, Gautschi T, Menti UP, Sulzer M.: *Modellbildung für Thermische Arealvernetzung mit IDA-ICE*. RWTH Aachen University: IBPSA; 2014.
- [8] Hafner I.: *Möglichkeiten der Co-Simulation mit dem Building Controls Virtual Test Bed für den Bereich der objektorientierten Modellbildung physikalischer Systeme*. Diplomarbeit, TU Wien, 2013
- [9] Dinesen P.: *Unit Commitment and Economic Model Predictive Control for Optimal Operation of Power Systems*. Masterarbeit, Technische Universität Dänemark, 2015
- [10] Sokoler L.E. et al.: *Stochastic Model Predictive Control with Applications in Smart Energy Systems*. In: Proceedings of the 17th Nordic Process Control Workshop. 2015

- [11] Füreder: *Kostenvorteile im Betrieb sichern. Mathematische Optimierung*, Euro Heat & Power. 2015
- [12] https://de.wikipedia.org/wiki/Open_Data (abgerufen am 15. September 2015).
- [13] Heimberger, M., Chochole, M., Schlager, R., Zeilinger F.: *Der Nutzen von aktiven Bürogebäuden für Mittelspannungsnetze - Vorstellung des Projektes „SmartCityGrid:CoOpt“*, 2013
- [14] Dimitrios G., et al.: *Use of Weather and Occupancy Forecasts for Optimal Building Climate Control (OptiControl)*. Final Report of the Projekt *OptiControl*, 2010
- [15] Mayer, B., Killian, M., Kozek, M.: *Management of hybrid energy supply systems in buildings using mixed-integer model predictive control*. Energy Conversion and Management, Band 98, S. 470-483. 2015
- [16] Prívára, S., et al.: *Role of MPC in Building Climate Control*. Computer Aided Chemical Engineering. Band 29, S. 728-732, 2011
- [17] Oldewurtel, F., et al.: *Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control*. In: Energy and Buildings, Band 45, S. 15-2., 2012
- [18] Wittmann T., Bruckner T.: *Agentenbasierte Modellierung urbaner Energiesysteme*. Wirtschaftsinformatik 49 5, S. 352 – 360, 2007.
- [19] Bruckner T., Morrison R., Handley C. and Patterson M.: *High-Resolution Modeling of Energy-Services Supply Systems Using deeco: Overview and Application to Policy Development*. In: Annals of Operations Research 121, 151 – 180, 2003.
- [20] Kallrath J., Pardalos P. M., Rebennack S. und Scheidt M.: *Optimization in the Energy Industry*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [21] Schiffer, J., Sauer, D. U., Bindner, H., Cronin, T., Lundsager, P., & Kaiser, R.: *Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems*. In: Journal of Power Sources, 168(1 SPEC. ISS.), 66–78, 2007.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.11.092>
- [22] Andersson: *A. Battery Lifetime Modelling: Simulation model for improved battery lifetime for renewable based energy systems for rural areas*. Riso National Laboratory, Denmark, 2006.
- [23] Sauer, D. U., & Wenzl, H.: *Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems-Using lead-acid batteries as example*. Journal of Power Sources, 176(2), 534–546, 2008.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.08.057>
- [24] Österreichisches Institut für Bautechnik. *OiB-Richtlinie 6: Energieeinsparung und Wärmeschutz*. 2018
- [25] Fachverband Gas und Wärme, *Zahlenspiegel 2018 Gas und Fernwärme in Österreich*,
https://www.fernwaerme.at/media/uploads/grafiken_2018/zasp2018_final.pdf
- [26] OECD, *Effective Carbon Rates: Pricing CO2 through Taxes and Emissions Trading Systems*. 2016
- [27] Nigitz T. and Gölles M.: *A generally applicable, simple and adaptive forecasting method for the short-term heat load of consumers*. Applied Energy. Volume 241. Pages 73-81, 2019.
- [28] TRNSYS. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.trnsys.com/>. [Zugegriffen: 13-Feb-2018]
- [29] BCVTB. [Online]. Verfügbar unter: <https://simulationresearch.lbl.gov/bcvtb>. [Zugegriffen: 13-Feb-2018]
- [30] Ptolemaeus C., Hrsg.: *System design, modeling, and simulation: using Ptolemy II*, 1. ed., Version 1.02. Berkeley, Calif: UC Berkeley EECS Dept, 2014
- [31] Wetter M.: *Building Controls Virtual Test Bed User Manual Version 1.0.0*. 2011
- [32] Nageler, P. et al.: *Novel validated method for GIS based automated dynamic urban building energy simulations*, In: Energy (Oxford). 139, p. 142-154, 2017.
- [33] Jordan Ulrike, Vajen Klaus: *DHWcalc: Program to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined conditions*. Proc. ISES Solar World Congress, Orlando (US), 8. - 12.8.2005
- [34] IDA ICE. [Online] Verfügbar unter: <https://www.equa.se/en/ida-ice>. [Zugegriffen: 25-April-2019]
- [35] IEEE 2030.7 Standard [Online] Verfügbar unter: https://standards.ieee.org/standard/2030_7-2017.html. [Zugegriffen: 25-April-2019]
- [36] Muschick D, Moser A, Stadler M, Gölles M.: *Modulares Energiemanagementsystem für sektorübergreifende Energiesysteme*. 15. Symposiums Energieinnovation, 2018,
https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2018/files/pr/Session_A5/PR_Muschick.pdf
- [37] Bemporad A. and Morari M.: *Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints*, In: Automatica, Volume: 35, Number: 3, p. 407-427, 1999.