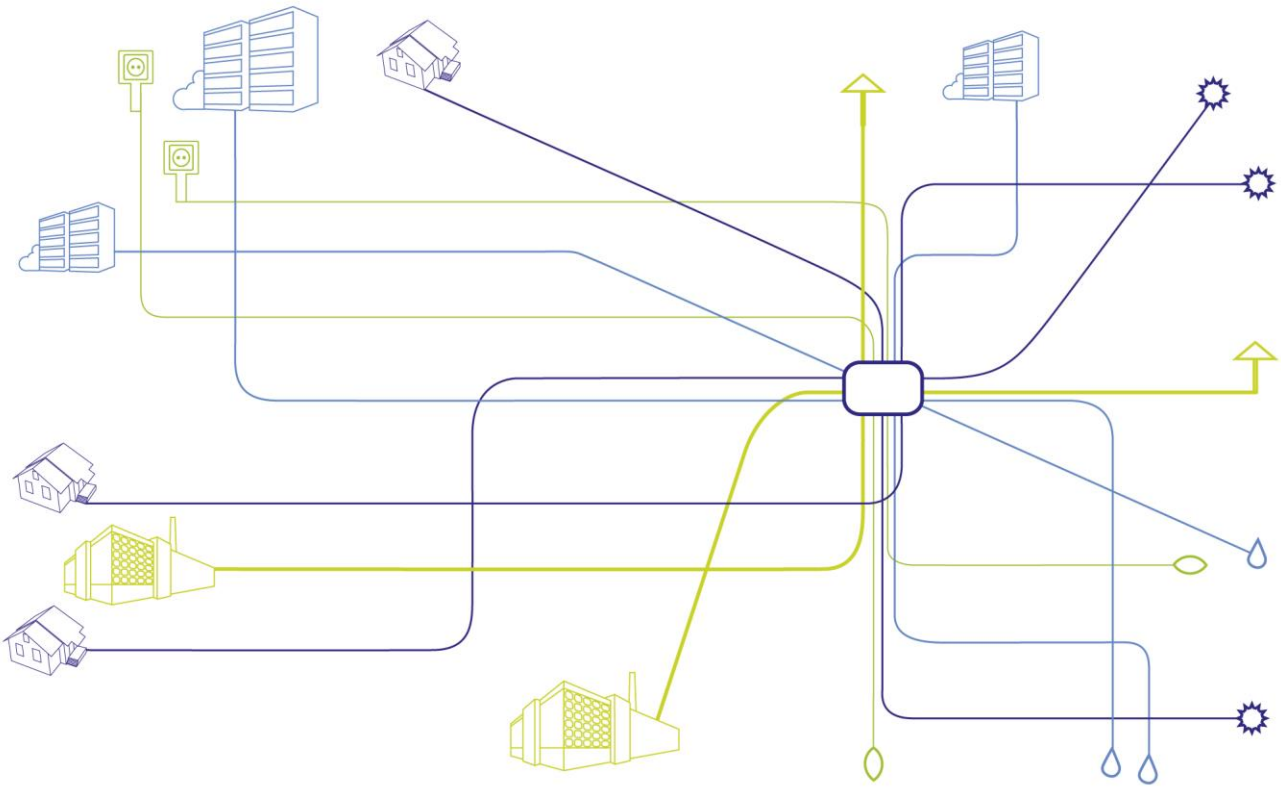
Blue Globe Report

SmartCities #1/2020

Hybrid Grids Demo

Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern



Forschung Burgenland GmbH

VORWORT

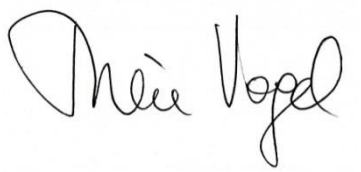
Die Publikationsreihe BLUE GLOBE REPORT macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem BLUE GLOBE REPORT informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der BLUE GLOBE REPORT wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm **„Smart Cities Demo - 4. Ausschreibung“**. Mit diesem Förderprogramm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, große Demonstrations- und Pilotprojekte zu initiieren, in denen bestehende bzw. bereits weitgehend ausgereifte Technologien und Systeme zu innovativen interagierenden Gesamtsystemen integriert werden.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!



Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds



Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

A. Projektdetails

Kurztitel:	Hybrid Grids Demo
Langtitel:	Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern
Programm:	Smart Cities Demo - 4. Ausschreibung
Dauer:	25.04.2015 bis 24.04.2019
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	Forschung Burgenland GmbH
Kontaktperson - Name:	Markus Puchegger
Kontaktperson – Adresse:	Campus 1, 7000 Eisenstadt
Kontaktperson – Telefon:	+43 5 7705-5434
Kontaktperson E-Mail:	markus.puchegger@forschung-burgenland.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	TBH Ingenieur GmbH (Steiermark) 4ward Energy Research GmbH (Steiermark) Stadtwerke Hartberg Verwaltungs Gesellschaft m.b.H. (Steiermark) General Electric Austria GmbH (Wien) TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (Wien) Venios GmbH (Wien)
Projektwebsite:	https://www.smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/#hybrid-grids-demo-hartberg
Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen-/Technologiebereiche)	☐ Gebäude ☒ Energienetze ☐ andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme ☐ Mobilität ☐ Kommunikation und Information
Projektgesamtkosten genehmigt:	3.298.156 €
Fördersumme genehmigt:	1.739.600 €
Klimafonds-Nr.:	KR13SC4F11575
Erstellt am:	22.07.2019

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

B. Projektbeschreibung

B.2 Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation:	Die vermehrte Einspeisung fluktuierend erzeugender Erneuerbarer (PV, Wind) führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitäten im Energiesystem, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt aufrecht erhalten zu können und um dadurch den weiteren Ausbau Erneuerbarer zu ermöglichen. Andererseits finden sich viele Anlagen aufgrund des Auslaufens der Tarifförderung in einer schwierigen wirtschaftlichen Situation wieder. Vor allem Anlagen mit Brennstoff-kosten können oft nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Bestehenden Wärmelieferverpflichtungen kann dabei oft nur noch defizitär nachgekommen werden, die Motive für die langfristige Nutzung der vorhandenen Strom- und Wärmeerzeugungsinfrastruktur sowie der bestehenden Wärmenetze für deren Betreiber schwinden. Somit bedürfen die skizzierten Handlungsfelder neuer technischer und wirtschaftlicher Konzepte, welche die verschiedenen Anlagen so miteinander verschränken, dass ein System entsteht, welches technische und ökonomische Problem-felder im Sinne einer ganzheitlichen Lösung miteinander verknüpft. Eine wesentliche Rolle spielen dabei Kopplungspunkte zwischen den Energienetzen (Strom und Wärme), eine lückenlose Netzüberwachung im Verteilnetz um die Versorgungssicherheit zu garantieren, sowie eine Verbindung zu einem Gesamtsystem über IKT-Lösungen.
Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:	Energienetze
Inhalte und Zielsetzungen:	Durch den integrativen Einsatz intelligenter grüner Technologien sollte beim zugrundeliegenden Projekt eine erstmalige Umsetzung eines Energie-Schwammes über Hybridnetze in Hartberg ermöglicht werden. Die Verbraucher könnten so intelligent in das System eingebunden werden. Das **prioritäre Ziel** von Hybrid Grids DEMO war somit wie folgt: Entwicklung und Testbetrieb eines innovativen, flächendeckenden und integrierten Energie-Schwamm-Systems für Strom, Wärme und Kälte bzw. deren Netze in Hartberg. Durch Zusammenführung der Demonstrationsobjekte sollte ein „funktionaler Energiespeicher" errichtet werden, welcher das Potential zur Ausregelung von Energieüberschüssen und –unterversorgungen vom Stadtgebiet UND Umland aufweist. Am Ende des Projektes sollten dabei Ergebnisse über folgende Aspekte vorliegen: Ziel 1 Realistische Lösungsansätze (technisch und wirtschaftlich) zur Umsetzung eines urbanen Vorzeige-Energie-Schwammsystems Ziel 2: Erarbeitung eines multiplizierbaren Technikstandards für den Roll-out des Ansatzes in andere Versorgungsgebiete / Städte

	Ziel 3: Umsetzung der Potentiale an urbaner Energieflussoptimierung bei paralleler Betrachtung verschiedener Netze, Nutzenergieformen und Objekte Ziel 4: Positive Effekte des städtischen Energiesystems und Umlandes durch Betrieb des „funktionalen Energiespeichers": Harmonisierung des Netzprofiles, Erhöhung der Direktnutzungsquote von Erneuerbaren, höhere Effizienz bei der Erzeugung/Verteilung und dem Verbrauch, größere Integration Erneuerbarer Ziel 5: Entwicklung von Marktmodellen zur Nutzbarmachung der entstandenen Flexibilität Ziel 6: Erfolgsfaktoren / Barrieren im Versorgungsgebiet bzw. im liberalisierten Energiemarkt Ziel 7: Gesamtheitliche ökologische Bewertung der umgesetzten Maßnahmen
Methodische Vorgehensweise:	Im Rahmen des Projektes wurde die Entwicklung und der Testbetrieb eines ganzheitlichen Regelungskonzeptes mittels eines Systems aus zentralem Optimierer, dezentralen Flexibilitäten und einer verteilten Netzüberwachung energieträgerüber-greifend und in Echtzeit entwickelt, implementiert und getestet. Diese Maßnahmen führen durch das erhöhte Ausbaupotential in der Folge zu einer lokalen und auch regionalen CO2-Einsparung. Mithilfe geeigneter Erlösmechaniken zur Ausnutzung von Flexibilitäten wurde so innerhalb des Projekts ein skalierbarer und multiplizierbarer Lösungsansatz geschaffen, der die Nutzbarmachung von Flexibilitäten für die lokale Verwertung von Überschüssen aus erneuerbaren Energien ermöglicht. Aus der Umsetzung und dem Testbetrieb bzw. auch aus dem gesamten Entwicklungsprozess gewonnene Erkenntnisse wurden im Rahmen des Projekts, analysiert und bewertet. Insbesondere erfolgte eine finale Bewertung der Erhöhung des Potentials zur Aufnahme erneuerbarer Erzeugungskapazitäten (PV) durch die Maßnahmen. Besonderer Fokus wurde im Projekt auch auf die KundInnen-akzeptanz der entwickelten Lösungen gelegt, der Prozess und die Erkenntnisse daraus sind in diesem Bericht dokumentiert. Ebenso wurde eine ökologische Bewertung der Lastverschiebungsmaßnahmen in allen Bereichen durchgeführt. Dafür wurde eine zeitlich dynamische CO_2 Betrachtung gewählt, um die Auswirkung der Lastverschiebung auch ohne Änderung absoluter Verbräuche oder Einspeisungen bewerten zu können. Als Basis dafür diente sowohl der zeitlich in 15-min-Schritten vorhandene Strommix inkl. CO_2 Belastung für Österreich als auch die Grenzkraftwerksbewertung – sprich welches Kraftwerk reduziert / erhöht die Leistung bei Laständerung zu welchem Zeitpunkt.
Ergebnisse und Schlussfolgerungen:	Neben dem Neuheitsgrad von hybriden Netzansätzen wurde durch die Realisierung des zentralen Optimierers (in seiner Einbindung und Funktion im Gesamtsystem) ein wesentlicher Innovationsgrad des Projekts erreicht. Das System baute auf der bereits am Markt vertretenen Lösung „Venios Energy Platform" zur Darstellung und Analyse von Stromverteilnetzen

	auf, die Einbindung als zentraler Optimierer in diesem Projekt stellte jedoch ein Novum dar. Angebunden und systemoptimiert betrieben konnten dabei über den zentralen Optimierer die dezentralen Einheiten • Wärmenetz im Ökopark • EndkundInnenanlagen mit dezentralem EMS sowie • EndkundInnenanlagen über die Rundsteueranlage werden. Laufende Netzüberwachung über verteilte Online-Messstellen in den Trafostationen stellten dabei die Einhaltung der Betriebsgrenzen im Stromnetz sicher. Für alle dezentralen Einheiten wurden zudem Geschäftsmodelle entwickelt, um die Anbindung und den optimierten Betrieb auch ökonomisch darstellbar zu machen. Die NutzerInnenakzeptanz wurde insbesondere bei den kundInnenzentrierten Lösungen laufend reflektiert und bewertet sowie die ökologischen Auswirkungen der Maßnahmen quantifiziert. Insbesondere erfolgte eine finale Bewertung der Erhöhung des Potentials zur Aufnahme erneuerbarer Erzeugungskapazitäten (PV) durch die Maßnahmen.
Ausblick:	Für das Projektgebiet konnte so eine Grundlage geschaffen werden, um den künftig zunehmenden Flexibilitätsbedarf im Energiesystem bereitstellen und bewirtschaften zu können. Hier ist besonders relevant, dass die Anbindung weiterer KundInnen an den zentralen Optimierer über die entwickelten Geschäfts- und Tarifmodelle angestrebt bzw. auch während der noch offenen Laufzeit des KPC-Projekts forciert wird. Für die Stadtwerke Hartberg ergeben sich somit auf wirtschaftlicher Ebene mehrere Synergien. Zum einen kann das Produkt „Energie" auf dem das bisherige Geschäftsmodell von Energieversorgern beruht, durch Zusatzleistungen diversifiziert werden, was neue Geschäftsfelder eröffnet und Kundenbindung schafft. Zum anderen kann Nutzen sowohl im bestehenden – bei entsprechender Anpassung der Regeln im Optimierer auch in künftigen – energiewirtschaftlichen Marktmodell durch Nutzung zeitlich dynamischer Preismechanismen generiert werden.

B.3 English Abstract

Initial situation / motivation:	The increased feed-in of fluctuative renewable energy sources (PV, wind) leads to an increasing demand for flexibilities in the energy system in order to be able to maintain the balance between generation and consumption at all times and thus to enable the further development of renewables. On the other hand, many facilities are finding themselves in a difficult economic situation due to the end of tariff subsidy. Above all, plants with fuel costs can often no longer be operated economically. Existing heat supply obligations can often be met only deficient, the motives for the long-term use of existing power and heat generation infrastructure and the existing heat networks for their operators dwindle. Thus, the outlined fields of action require new technical and economic concepts that interlink the various systems in such a way that a system is created which links technical and economic problem areas in the sense of a holistic solution. A key role is played by interconnection points between the energy grids (electricity and heat), seamless network monitoring in the distribution grid to guarantee security of supply and a connection to an overall system via ICT solutions.
Thematic content / technology areas covered:	Energy networks
Contents and objectives:	Through the integrated use of intelligent green technologies, the underlying project should enable the first implementation of an energy sponge via hybrid grids in Hartberg. The **priority objective** of Hybrid Grids DEMO was as follows: Development and test operation of an innovative, comprehensive and integrated energy-sponge system for electricity, heat and cooling or their grids in Hartberg. By combining the demonstration objects, a "functional energy storage" was to be built, which has the potential to regulate energy surpluses and under supplies from the urban area AND the surrounding area. At the end of the project, results should be available on the following aspects: Objective 1 Realistic solutions (technical and economic) for the implementation of an urban flagship energy sponge system Objective 2: Development of a multipliable technical standard for the roll-out of the approach to other coverage areas / cities Objective 3: Implementation of the potentials of urban energy flow optimization with parallel consideration of different networks, useful energy forms and objects Objective 4: Positive effects of the urban energy system and the surrounding area through the operation of the "functional energy storage": harmonization of the network profile, increase of the direct use rate of renewables, higher efficiency in production / distribution and consumption, greater integration of renewables

	Objective 5: Development of market models for the utilization of the resulting flexibility Objective 6: success factors / barriers in the supply area or in the liberalized energy market Objective 7: Overall environmental assessment of the measures implemented
Methods:	Within the framework of the project, the development and test operation of a holistic control concept was developed, implemented and tested in real time by means of a system consisting of a central optimizer, decentralized flexibilities and a distributed network monitoring across all energy sources. As a result of the increased expansion potential, these measures will lead to local and regional CO_2 savings. Using appropriate revenue mechanics to leverage flexibilities, the project has created a scalable and multipliable approach that enables the exploitation of flexibility for the local exploitation of surpluses from renewable energy sources. Findings gained from the implementation and the test operation or also from the entire development process were processed, analyzed and evaluated within the framework of the project. In particular, a final assessment was made of the increase in the potential for the inclusion of renewable generation capacity (PV) through the measures. The project also focused on customer acceptance of the solutions developed, and the process and findings are documented in this report. An ecological assessment of load-shifting measures was also carried out in all areas. For this purpose, a temporally dynamic CO_2 analysis was chosen in order to be able to evaluate the effect of the load shift without changing the absolute consumption or feed-in. The basis for this was the electricity mix available in 15-minute increments including the CO_2 load for Austria as well as the limit power plant rating - ie which power plant reduces / increases the power at load change at what time.
Results:	In addition to the novelty level of hybrid network approaches, the realization of the central optimizer (in its integration and function in the overall system) has resulted in a significant degree of innovation of the project. The system was based on the already existing "Venios Energy Platform" solution for the representation and analysis of power distribution networks, but the integration as central optimizer in this project was a novelty. The following decentralized units were connected and operated in a system-optimized manner via the central optimizer: • Heating grids in the ecopark • End-customer facilities with decentralized EMS as well • End-customer facilities via the ripple control system Continuous grid monitoring via distributed online measuring points in the transformer stations ensured compliance with the operating limits in the power grid. Business models were also developed for all decentralized units in order to make the connection and the optimized operation

	economically viable. User acceptance was continuously reflected and evaluated, particularly with regard to customer-centered solutions, and the environmental impact of the measures was quantified. In particular, a final assessment was made of the increase in the potential for the inclusion of renewable generation capacity (PV) through the measures.
Outlook / suggestions for future research:	In this way, a basis could be created for the project area in order to be able to provide and manage the future increasing need for flexibility in the energy system. Here it is particularly relevant that the connection of further customers to the central optimizer is aimed and supported by the developed business models. For Stadtwerke Hartberg, this results in several synergies on an economic level. On the one hand, the product "energy", on which the previous business model of energy providers is based, can be diversified through additional services, which opens up new business areas and creates customer loyalty. On the other hand, benefits can be generated both in the existing market model - by adapting the rules in the optimizer in the future - by using temporally dynamic price mechanisms.

Inhaltsverzeichnis

B.3 Einleitung 10

B.4 Hintergrundinformationen zum Projekt 12

4.1 Allgemein 12
4.2 Zentraler Optimierer 14
4.2.1 Steuerungskonzept 14
4.2.2 Übermittlung von Handlungsempfehlungen 17
4.2.3 Datenkonzentrator 18
4.3 Flexibilitäten der EndkundInnen 18
4.3.1 Wirtschaftliches Potential 20
4.3.2 Tarifmodelle für die EndkundInnen 22
4.3.3 Nutzung des Rundsteuersignals 25
4.4 Flexibilität im Wärmenetz 28
4.4.1 Szenarienanalyse 28
4.4.2 Einsatzoptimierung 32
4.5 Stromnetzberechnungen 32
4.5.1 Netzbereiche 33
4.5.2 Algorithmus zur Bestimmung des PV Potenzials 35
4.6 Ökologische Bewertung der geplanten Maßnahmen 36
4.6.1 Methode 36
4.6.2 Ziel und Untersuchungsrahmen 37
4.6.3 Sachbilanz – Datenerhebung 37
4.6.4 Wirkbilanz und Auswertung 38
4.7 Partizipation 39
4.7.1 1. Partizipationsworkshop mit den NutzerInnen 39
4.7.2 2. Partizipationsworkshop mit den NutzerInnen 42

B.5 Ergebnisse des Projekts Umsetzung des Energieschwamms und Erkenntnisse aus dem Testbetrieb 45

5.1 Implementierung des zentralen Optimierers und Anbindung der Flexibilitäten 45
5.1.1 Anbindung Wärmenetz 46
5.1.2 Anbindung Wohnhäuser 47
5.1.3 Anbindung Ortsnetzstationen 48
5.1.4 Datenkonzentrator 48
5.2 Umsetzung im EndkundInnenbereich 49
5.2.1 Geplante Erweiterung der Haushalte 49
5.2.2 Partizipative Einbindung von Endkunden/innen 54
5.2.3 Gebäude für den Demonstrationsbetrieb 56
5.2.4 Monitoring der Demonstrationsgebäude 61
5.2.5 Gebäude 4: Eingangsdaten Optimierungsmodell 67
5.2.6 Gebäude 4: Einbindung der Wärmepumpe 69
5.2.7 Gebäude 4: Adaption der Steuerung 70
5.2.8 Erkenntnisse aus dem Betrieb der Steuerung 70
5.3 Umsetzung im Fernwärmenetz 77
5.3.1 Umbauten im Fernwärmenetz 77
5.3.2 Testbetrieb Wärmenetz 80
5.3.3 Simulationstechnische Bewertung der Regelstrategie 84

5.4 Erhöhung der Aufnahmekapazität für fluktuierende erneuerbare Einspeisung 90
5.4.1 Datengrundlage 90
5.4.2 Ergebnisse „Best-Case" 91
5.4.3 Ergebnisse „Regular Case" 92
5.4.4 Ergebnisse „Worst Case" 95
5.4.5 Erhöhung der Aufnahmekapazität für das gesamte Stadtgebiet 97
5.5 Ökologische Bewertung 98
5.5.1 Zeitlich aufgelöster Strommix 98
5.5.2 Grenzkraftwerk(-smix) 102
5.5.3 Auswertung Lastgänge – Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.) 105
5.5.4 Auswertung Rundsteuerempfänger– Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.) 107
5.5.5 Auswertung Wärmenetz– Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.) 108
5.5.6 Zusammenfassung ökologische Bewertung 110
5.6 Partizipative Umsetzung und Erkenntnisse 111
5.6.1 Erfahrungen mit der entwickelten Systemlösung 111
5.6.2 Evaluierung der NutzerInnenakzeptanz 112
5.6.3 Schlussfolgerung zur Befragung 114
5.6.4 Fokusgruppe 114

B.6 Erreichung der Programmziele 117

B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen und Zusammenfassung 120

7.1 Erarbeitung der notwendigen Systemarchitektur 120
7.2 Entwicklung des Geschäfts- und Tarifmodells 121
7.3 Optimierung des Energiesystems 122
7.3.1 Demonstrationsobjekte mit dezentralen Wärmeerzeugern und PV 123
7.3.2 Ökopark Hartberg mit Fokus auf das Wärmenetz 124
7.3.3 Rundsteueranlage 126
7.3.4 Stromnetz und zentrale Leitstelle 127
7.3.5 Bewertung des Umwelteffekts für alle Teilsysteme 128
7.3.6 Partizipative Begleitung und Bewertung durch EndnutzerInnen 128

B.8 Ausblick und Empfehlungen 129

8.1 Wissenschaftlicher Ausblick/Empfehlungen 129
8.2 Wirtschaftlicher Ausblick/Empfehlungen 130
8.3 EndkundInneneinbindung 132
8.4 Optimierungsmodell für die (elektro-)thermischen Flexibilitäten der Haushalte 135
8.5 Lineares Optimierungsmodell für den wärmegeführten Betrieb der Wärmeerzeugung 140
8.6 Lineares Optimierungsmodell für den stromgeführten Betrieb der Wärmeerzeugung 145
8.7 Neuronales NARX-Modell zur Wärmelastprognose im Nahwärmenetz 149
8.7.1 Ergebnisse 150
8.7.2 Datenanalyse 150
8.7.3 Modellstruktur 151
8.7.4 Modellevaluierung 153
8.7.5 Schlussfolgerung, Zusammenfassung 155
8.8 Adaptierte Steuerungslogik für die Haushalte 156
8.9 Loxone-Programmierung Gebäude 4 158
8.10 Fragebogen 1. Partizipationsworkshop 160
8.11 Fragebogen quantitative Befragung zum 3. Partizipationsworkshop 171

B.4 Einleitung

Durch den integrativen Einsatz intelligenter grüner Technologien sollte beim zugrundeliegenden Projekt eine erstmalige Umsetzung eines Energie-Schwammes für Hybridnetze in Hartberg ermöglicht werden, damit der Grundstein für eine „Zero Emission City" mit hoher Lebensqualität entstehen kann. Durch die Vernetzung dezentraler Objekte in Hartberg sollten diese ein Upgrade erfahren, damit sie zusammen mit anderen städtischen Objekten und Gebäudekomplexen den beschriebenen Energie-Schwamm bilden. Die Verbraucher könnten so intelligent in das System eingebunden werden.

Das **prioritäre Ziel** von Hybrid Grids DEMO war somit die Entwicklung und der Testbetrieb eines innovativen, flächendeckenden und integrierten Energie-Schwamm-Systems für Strom, Wärme und Kälte bzw. deren Netze in Hartberg. Durch Zusammenführung der Demonstrationsobjekte sollte ein „funktionaler Energiespeicher" errichtet werden, welcher das Potential zur Ausregelung von Energieüberschüssen und –unterversorgungen von Stadtgebiet UND Umland aufweist.

Am Ende des Projektes sollten dabei Ergebnisse über folgende Aspekte vorliegen:

- Realistische Lösungsansätze (technisch und wirtschaftlich) zur Umsetzung eines urbanen Vorzeige-Energie-Schwammsystems
- Erarbeitung eines multiplizierbaren Technikstandards für den Roll-out des Ansatzes in andere Versorgungsgebiete / Städte
- Umsetzung der Potentiale an urbaner Energieflussoptimierung bei paralleler Betrachtung verschiedener Netze, Nutzenergieformen und Objekte
- Positive Effekte des städtischen Energiesystems und Umlandes durch Betrieb des „funktionalen Energiespeichers": Harmonisierung des Netzprofiles, Erhöhung der Direktnutzungsquote von Erneuerbaren, höhere Effizienz bei der Erzeugung/Verteilung und dem Verbrauch, größere Integration Erneuerbarer
- Entwicklung von Marktmodellen zur Nutzbarmachung der entstandenen Flexibilität
- Erfolgsfaktoren / Barrieren im Versorgungsgebiet bzw. im liberalisierten Energiemarkt
- Gesamtheitliche ökologische Bewertung der umgesetzten Maßnahmen

Um die Optimierungen des Gesamtsystems in technischer und ökonomischer Hinsicht passend und in einer von den NutzerInnen akzeptierten Form vornehmen zu können, war eine umfassende und integrierte Planung sowie Vorabevaluierung des Konzeptes unumgänglich sowie diesem Prozess die notwendigen zeitlichen und personellen Ressourcen zu widmen. Die holistische Konzeptplanung des Energiesystems basierte auf der Ist-Situation des Projektgebietes und davon ausgehenden Szenarien, die die weitere Entwicklung der involvierten Objekte ebenso wie externe Einflüsse erfassten und bewerteten. Da sich die technischen und wirtschaftlichen Aspekte gegenseitig erheblich beeinflussten, wurde diese Analyse in einem iterativen Prozess aufgesetzt.

Die wesentlichste Erkenntnis dieses iterativen Prozesses zu Beginn des Projekts war jene, dass als technisch und ökonomisch machbare Sektorkopplungspunkte zwischen den Netzen um das hybride Netz physikalisch bilden zu können, neben den BHKWs in der Energiezentrale des Wärmenetzes die dezentralen Wärmeanwendungen zu adressieren sind. Das Projekt fokussierte daher auf diese Anwendungen, die aus einem zentralen

Optimierer heraus Signale erhalten sollen, wobei der Optimierer als Empfehlungsgeber gesehen wird, die letztgültige Entscheidung muss nicht zuletzt aus Sicherheits- und Garantiegründen bei den dezentralen Einheiten liegen.

Letztlich wurden im Projekt drei Möglichkeiten inkl. Geschäftsmodelle entwickelt, diese Empfehlungen aus dem zentralen Optimierer heraus durchzuführen:

1. BHKWs der Wärmezentrale: In den zentralen Optimierer wurde ein linearer Optimierungsalgorithmus implementiert, der basierend auf den jeweiligen Rahmenbedingungen (Fördertarif ja/nein, Höhe der Brennstoffkosten) unter Ausnutzung von Prognosedaten die jeweilig günstigste Wärmebereitstellung für das Wärmenetz gewährleisten kann. Dabei werden die möglichen Erlöse für Stromeinspeisung stets gegengerechnet.
2. Haushalte mit dezentralem EMS: Dezentrale Energiemanagementsysteme in Haushalten können ebenfalls an den zentralen Optimierer angebunden werden. Wenngleich der zentrale Optimierer eine Anbindung unterschiedlichster Systeme ermöglicht, so wurde im Projekt selbst ein Paket basierend auf Loxone entwickelt, dass von den Stadtwerken Hartberg nunmehr gemeinsam mit PV-Anlagen vertrieben wird. Die Optimierung erfolgt hier zweistufig, der zentrale Optimierer hilft den EndkundInnen dabei, den Eigenverbrauch von PV-Strom zu maximieren. Im Gegenzug erhält das EVU die Möglichkeit, die verbleibende Flexibilität für das Energiesystem zu nutzen.
3. Die bestehende Rundsteueranlage der Stadtwerke Hartberg wurde ebenfalls an den zentralen Optimierer angebunden. So können die einzelnen Schaltgruppen der Rundsteueranlage zu optimalen Einschaltzeitpunkten bedient werden und unterliegen nicht mehr dem starren Zeitprogramm wie bisher.

Innerhalb des zentralen Optimierers ergeben sich grundlegend zwei Prioritätsachsen:

1. Netzüberwachung und Durchführung von Schaltungen in kritischen Netzsituationen: Sollte im Stromnetzgebiet der Stadtwerke Hartberg ein Engpass bedingt durch hohe erneuerbare Erzeugung bei gleichzeitig niedrigem Verbrauch auftreten, so können thermische Verbraucher in den Haushalten gezielt aktiviert werden, um in den betroffenen Netzzweigen Abhilfe zu schaffen. Selbiges gilt für den Netzanschlusspunkt des Ökoparks, an dem sich eine hohe PV-Leistung sowie zwei BHKWs als Einspeiser befinden, die bei Bedarf gedrosselt werden können. Das Netz der Stadtwerke Hartberg verfügt derzeit über genügend Reserven, um diese Option selten ziehen zu müssen, dennoch ist das Netz der Stadtwerke hiermit für weiteren zukünftigen Zubau an Erzeugungsanlagen grundsätzlich ertüchtigt.
2. Um auch jetzt schon einen Nutzen aus den gewonnenen Flexibilitäten ziehen zu können, wurden und werden diese energiewirtschaftlich verwertet. Das bedeutet, dass Verbrauch möglichst in Zeiten niedriger Stromgroßhandelspreise verschoben wird, während diese Preise auch eine wichtige Eingangsgröße in die Einsatzoptimierung der BHKWs darstellen.

Dieser Bericht teilt sich analog zum Projekt in zwei Hauptteile auf. Kapitel B.4 dokumentiert die Planung des Energieschwamms inkl. des zuvor angesprochenen iterativen Prozesses zwischen technischer Planung, Geschäftsmodellentwicklung sowie NutzerInneneinbindung.

Kapitel B.5 wiederum fasst die Durchführung sowie die Erkenntnisse aus dem Testbetrieb zusammen.

In Kapitel B.6, B.7 und B.8 wird dann nochmals zusammenfassend auf die Erreichung der Projektziele, die Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen und den Ausblick und Empfehlungen eingegangen.

B.5 Hintergrundinformationen zum Projekt Planung des Energieschwamms

5.1 Allgemein

Da sich elektrische Energie nicht ohne Umwandlung (in z.B. chemische oder potentielle Energie) speichern lässt, muss stets ein Gleichgewicht zwischen der von den Kraftwerken gelieferten und der von den Verbrauchern benötigten Leistung vorhanden sein. Dies wird derzeit hauptsächlich durch die Anpassung der Erzeugungsleistung an den momentanen Verbrauch gewährleistet. Dabei gilt es stets, temporär unterschiedliche Lasten abzudecken. Ein geeignetes Zusammenspiel von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken sorgt für die stetige Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch und somit für die Frequenzhaltung im Stromnetz. Über das Fahrplanmanagement wird dabei gewährleistet, dass stets ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht. Größere Abweichungen von den zuvor erstellten Fahrplänen werden hauptsächlich über teure Ausgleichs- und Regelenergie aus Spitzenlastkraftwerken abgefangen.

Der vermehrte Einsatz von schwer regelbaren, meist von der Wetterlage abhängigen und in ihrer Erzeugung nicht ideal vorhersagbaren nachhaltigen Erzeugungsanlagen macht einen Paradigmenwechsel notwendig. Es ist davon auszugehen, dass bald nicht mehr alle Anpassungen auf der Erzeugerseite durchgeführt werden können, es müssen neue Freiheitsgrade geschaffen und genutzt werden. Eine Möglichkeit ist die Nutzung von elektrischen Lastverschiebungspotentialen. Durch die Ausweitung der Lastgangmessung auf alle EndkundInnen im Rahmen der Smart Meter Einführung und um Anreize zur Vermeidung von Stromverbrauch zu Zeiten hohen Verbrauchs im gesamten Netz zu schaffen, sind auch zeitvariable Tarife wahrscheinlich. Durch Optimierung der zeitlichen Nutzung der elektrischen Applikationen ist somit mittelfristig mit einem Kostensenkungseffekt für Endverbraucher zu rechnen, bei KundInnen mit PV-Anlagen ist diese jetzt schon gegeben.

Mit Lastverschiebung allein wird jedoch nicht das gesamte Optimierungspotenzial ausgeschöpft. Eine erweiterte Möglichkeit der Optimierung ist daher eine intelligente Verknüpfung der Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetze sowie dezentraler Energiesysteme (Erzeuger, Verbraucher, Speicher). Dadurch können die Energieversorgungs- und verteilsysteme zu funktionalen „Energiespeichern" umgestaltet werden. Es können sehr große zusätzliche Energiemengen gespeichert werden, um nicht nur kurzfristige Stromüberschüsse und Wärmeenergiedefizite, sondern z.B. auch Windflauten und sonnenschwache Perioden von mehreren Wochen oder Schwankungen über Monate im Dargebot der erneuerbaren Energien auszugleichen. Es entsteht dabei ein System mit vielen Freiheitsgraden, deren Optimierung sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht unter der Einhaltung rechtlicher Vorgaben (bzw. Entwicklung von rechtlichen Empfehlungen) getätigt werden muss. Die zugrundeliegende Frage ist: Wie kann das

Energieversorgungs- und Energienutzungssystem einer Stadt so flexibilisiert werden, dass die Stadt als „Energieschwamm" das Energiedargebot im Stadtgebiet und dem Umland optimal aufnehmen und abgeben kann?

Durch eine intelligente Verknüpfung der Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetze sowie dezentraler städtischer Energiesysteme wurden die Energieversorgungs- und verteilsysteme zu funktionalen „Energiespeichern". Hybrid Grids DEMO besteht hierbei aus zwei Säulen:

1. Im Mittelpunkt stand dabei ein neuer technischer Ansatz über einen zentralen Optimierer, der parallel zur vorhandenen Regelinfrastruktur implementiert wird und der die dezentralen Akteure (Erzeuger und Verbraucher) mit Empfehlungen versorgt sowie Informationen von dieser Infrastruktur bezieht. Somit erfolgte kein aktiver, sondern ein passiver Eingriff in die sensible Netzregelung, wodurch mit diesem Ansatz auch die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen erfüllt werden und eine Demonstration (sowie ein breiter Roll-out) des angedachten Systems auch tatsächlich gewährleistet werden konnte. Die dezentralen Akteure bekommen vom Optimierer auch ein wirtschaftliches Anreizsignal übermittelt und können selbst entscheiden (manuell oder automatisiert), ob sie diese Empfehlung / diesen Anreiz annehmen. Es erfolgt somit keine „Bevormundung" der Akteure und dies schafft Akzeptanz. Der Optimierer vereint somit sämtliche Informationen des Energiesystems und beeinflusst über einen Bottom-up-Ansatz (über die dezentralen Akteure) das Energiesystem bzw. die Netze positiv.
2. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen erforderten nicht nur einen neuen technologischen Ansatz, sondern erschwerten eine „Bepreisung" und somit finanzielle Weitergabe netzseitiger Vorteile an die verschiedenen Akteure (Erzeuger, Verbraucher, Netzbetreiber, Handel). So diskutiert die Energiewirtschaft über die Schaffung eines neuen Aggregators, welcher lokal / regional bilanziert und dadurch über neue Geschäftsmodelle diese Vorteile auch finanziell verteilt werden. Das Unbundling lässt jedoch einen solchen Ansatz idR. aktuell nicht zu. Dies trifft jedoch nicht auf das projektbeteiligte Energieversorgungsunternehmen zu, da es dafür zu klein ist. In diesem EVU sind sämtliche Unbundlingbereiche in einer Organisation vereint. Somit kann über neue Geschäftsmodelle eine tatsächliche Demonstration und Weitergabe finanzieller Vorteile ohne Umgehung der aktuellen Rahmenbedingungen erfolgen.

Die geplanten Aktivitäten wurden im Einklang mit der Hartberger Vision für 2050 entwickelt, welche bereits 2011 im Rahmen eines Vorprojekts erarbeitet wurden und folgende Kernbotschaft aufweist:

Im Jahr 2050 verbindet die Hartberger Bevölkerung ein nachhaltigkeitsorientierter Lebensstil, innovatives Wirtschaften und eine hohe Lebensqualität. Die BürgerInnen stehen im Mittelpunkt des Handelns. Die Stadt zieht nachhaltig wirtschaftende Unternehmen aus Humantechnologie, erneuerbare Energie- und Umwelttechnologie, Sport oder Nahrung an. Traditionelle Betriebe in den Bereichen Handwerk, Handel, Logistik und Dienstleistung sind sozial hoch angesehen und stellen weiterhin eine elementare Lebensader der Stadt dar. Die Nutzung neuester Technologien und ein Fokus auf Innovationen und Forschung im Umwelt- und Energiesektor unterstützen die nachhaltige positive Stadtentwicklung. Hartberg bietet seinen BürgerInnen eine gesunde, ökologisch intakte grüne Lebensumgebung und legt großen Wert auf die Pflege der pflanzlichen und tierischen Mitwelt. Hartberg stellt sich als

ein in sich ruhendes, tolerantes und doch hochmodernes Zentrum der Oststeiermark dar und trägt zur Steigerung der Lebensqualität der regionalen Bevölkerung bei.

Diese Vision soll mittels geeigneter Maßnahmen umgesetzt werden. Als eine dieser Maßnahmen ist **„Lastmanagement für Wärme- und Stromnetze ist gestartet"** genannt. Das Projekt stellt somit einen wesentlichen Schritt zur Umsetzung der Vision und Roadmap für 2050 dar.

Nachfolgend werden die Methodik zur Erarbeitung der Nutzbarmachung der einzelnen Flexibilitäten als wesentliche Planungsergebnisse dargestellt.

5.2 Zentraler Optimierer

Neben dem Neuheitsgrad von hybriden Netzansätzen [1] [2] wird durch die Realisierung des zentralen Optimierers (in seiner Einbindung und Funktion im Gesamtsystem) ein wesentlicher Innovationsgrad des Projekts definiert. Das System baut auf der bereits am Markt vertretenen Lösung Venios Energy Platform zur Darstellung und Analyse von Stromverteilnetzen auf, die Einbindung als zentraler Optimierer in diesem Projekt stellt jedoch ein Novum dar.

Der zentrale Optimierer kann auf Basis der Informationen, die ihm Vorliegen, eine Einsatzstrategie für alle mit ihm verbundenen dezentralen Einheiten im Untersuchungsgebiet erstellen und diese weitergeben. Die Einheiten können dann entscheiden, ob sie der Empfehlung des Optimierers folgen. Somit erfolgt eine passive Steuerung nach dem Bottom-Up-Ansatz. Der zentrale Optimierer nutzt dabei Flexibilitäten bei Endkundinnen und Endkunden sowie im Wärmenetz.

5.2.1 Steuerungskonzept

Die vorhandene Struktur der aktiven zentralen Netzregelung (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung) wird nicht verändert. Als Schnittstelle zum zentralen Optimierer wurde unter anderem die Rundsteueranlage Smart Grid-fähig gemacht. Dies ermöglicht ein automatisiertes Einlesen von Empfehlungen des zentralen Optimierers, da die derzeitige Rundsteueranlage nur manuell programmiert werden und somit nicht flexibel reagieren kann. Des Weiteren werden Adaptierungen bzw. Schnittstellen für die Integration der Wärmeerzeugung des Wärmenetzes durchgeführt, um die Systeme miteinander zu verbinden bzw. kompatibel zu machen.

Sämtliche Demonstrationsobjekte (dezentrale Einheiten) werden mit dem zentralen Optimierer verbunden. Die detaillierte Umsetzung setzt sich aus folgenden Teilbereichen zusammen:

1. Adaptierung Energieleitzentrale – zentraler Optimierer (Software)
2. Adaptierung bzw. Ausbau der strukturierten Verkabelung (Fernwirkleitung)
3. Zentrale Kommunikationseinheit – IKT zur Einbeziehung in den Energieschwamm inkl. Sensoren und Aktoren
4. Wärme-/Strom-/Kältelastmanagement inkl. Zähleranbindungen/Aufbau einer Leittechnik bei den einzelnen dezentralen Einheiten

5. Erweiterung der Rundsteueranlage (zur flexiblen Programmierung)
6. Messgeräte in Trafostationen

Dabei kommt es zu einer Hochrüstung bzw. zu einem Ausbau der zentralen Leitstelle für die Realisierung des „Energieschwammes". Um die gesamten Energiesysteme und Energieformen miteinander verschränken zu können, wird ein Upgrade der zentralen Leitstelle im Hinblick auf Hard- und Software vorgenommen. Zur Anbindung der bestehenden Rundsteueranlage wird der Sender im Testgebiet ausgetauscht und durch einen Smart Grid-fähigen Sender ersetzt. Dieser unterstützt die gängigen Protokolle (IEC 60870-5-104 / 61850) zur Ansteuerung, um mit dem zentralen Optimierer kommunizieren zu können. Auf diesem Wege können auch Softwareupdates zur Nutzung der bereits verbauten Flexibilitäten (Warmwasserboiler) eingespielt und diese dann durch eine hinterlegte Intelligenz systemdienlich aktiviert werden. Für die Kommunikation mit den dezentralen Systemen wird der im Laufe des Projekts entwickelte Datenkonzentrator in den Serverräumen der Stadtwerke Hartberg installiert und ausgeführt. Aus den gesammelten Datensätzen werden der aktuelle Netzzustand und die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten an den zentralen Optimierer weitergegeben. Dieser kann dann die benötigte Flexibilität in Verbindung mit dem Netzzustand, den Markpreisen und der Wetterprognose abgleichen und Empfehlungen weiterleiten.

Um alle erfassten Daten in den Demonstrationsobjekten entsprechend aufzunehmen und weitergeben zu können, werden entsprechende Fernwirkleitungen im Hinblick auf die Verbindung der Demonstrationsobjekte (Erfassung, Verteilung, Bewertung und Rücksendung von Daten als Entscheidungsempfehlung) ausgebaut. Für die Verbindung mit den dezentralen Energiemanagementsystemen wird auf bestehende Verkabelungen zurückgegriffen bzw. werden die bestehenden Internetanschlüsse der NutzerInnen verwendet. In Abbildung 1 wird schematisch dargestellt, wie die Steuerung im zentralen Optimierer erfolgt:

1. Nach dem Einlesen von externen Daten wie Wetter und Strompreis wird eine Prognose für den Strombedarf und die PV Erzeugung errechnet.
2. Für diesen Zustand wird eine Grid Safety-Analyse durchgeführt, welche die Netzrestriktionen überprüft und somit die Grundlage zur Optimierung gibt. Bei der Grid Safety-Analyse wird anhand der Echtzeitmessungen, der historischen Messwerte und der prognostizierten Auslastung der Zustand des betrachteten Stromnetzes errechnet und auf Grenzwertüberschreitungen geprüft. Die Grenzwerte ergeben sich aus den Leitungsdaten und der Leistungskapazität der Transformatoren.
3. Die Gesamtoptimierung erfolgt nach Einlesen von Zielvorgaben und Analyse des Preisverlaufs.
4. Die errechneten Lösungsvarianten führen zu einer Aufteilung der Flexibilitätsanforderungen, welche vor der Weiterleitung nochmals geprüft werden.

5. Nach Festlegung des Optimierungsszenarios wird mit dem gewünschten Szenario nochmals eine Grid Safety-Analyse durchgeführt.
6. Sind alle Überprüfungen ohne Grenzwertverletzungen durchgeführt, können die Steuerempfehlungen an die dezentralen Systeme weitergeleitet werden und die nächste Iteration wird angestoßen.

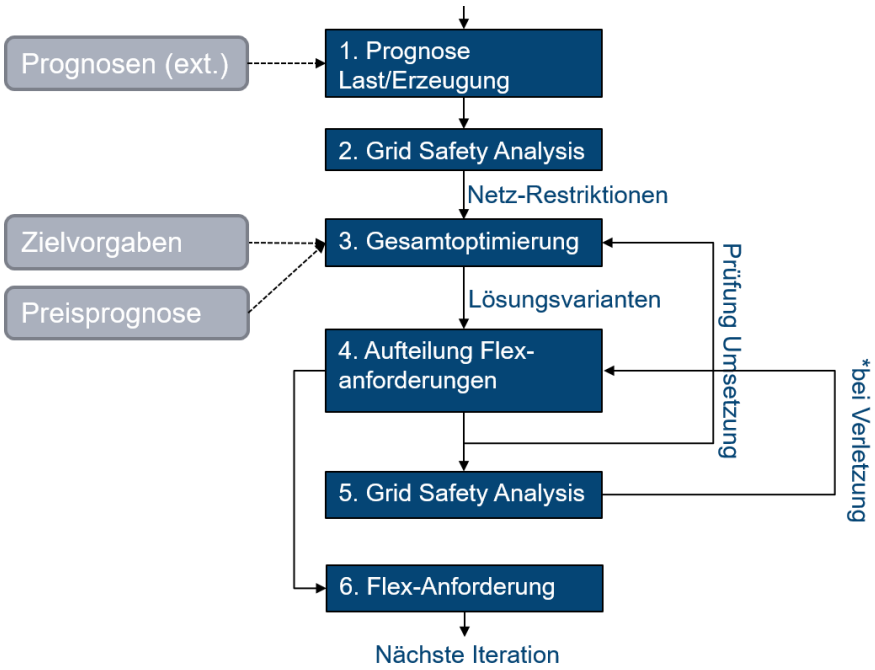


Abbildung 1: Steuerungslogik bezüglich des Verteilnetzes

Da es sich im Projekt um eine zentrale Optimierung von dezentralen Einheiten handelt, wurde versucht, die Kosten für die Kundinnen und Kunden gering zu halten. Eine Ausstattung aller Kundinnen und Kunden mit Messhardware beispielsweise zur Erfassung der aktuellen Last würde den Low Cost-Ansatz konterkarieren. Deshalb wird ein zentraler Ansatz gewählt. Hierbei wird der Eigenverbrauch der NutzerInnen auf Basis des bisherigen Lastverhaltens simuliert. Durch eine Wettervorhersage unter Berücksichtigung der Anlagenstammdaten kann auch die PV-Stromerzeugung prognostiziert werden. Dadurch kann für das Gesamtsystem eine Optimierung basierend auf zentral in das System gebrachten Daten vorgenommen werden. Weitere Messinfrastruktur über die Stromzähler und die verteilten Messeinheiten in den Trafostationen hinaus ist somit nicht zwingend notwendig.

Im ersten Schritt wird die Eigenverbrauchsprognose getroffen und durch einen lokalen Wetterdatensatz die zu erwartende PV–Produktion für den jeweiligen Standort bestimmt. Aus der Verschneidung der beiden prognostizieren Profile werden günstige Zeitpunkte zur Aktivierung von Lasten berechnet und dadurch der Eigenverbrauchsanteil der PV-Produktion erhöht und das Stromnetz zu Spitzeneinspeisezeiten entlastet.

5.2.2 Übermittlung von Handlungsempfehlungen

Um Flexibilität anzusprechen, ist der zentrale Optimierer dazu in der Lage, Steuerempfehlungen an die einzelnen dezentralen Einheiten des Systems zu senden. Dazu wird eine Datenverbindung zum dezentralen Energiemanagementsystem (EMS) über den herkömmlichen Internetanschluss im Haushalt aufgebaut. Empfehlungen werden auf Basis der vorhandenen Daten, aber auch unter Einbindung externer Datensätze (Wetterdaten, Strompreise, etc.) erstellt und weitergegeben (Abbildung 2).

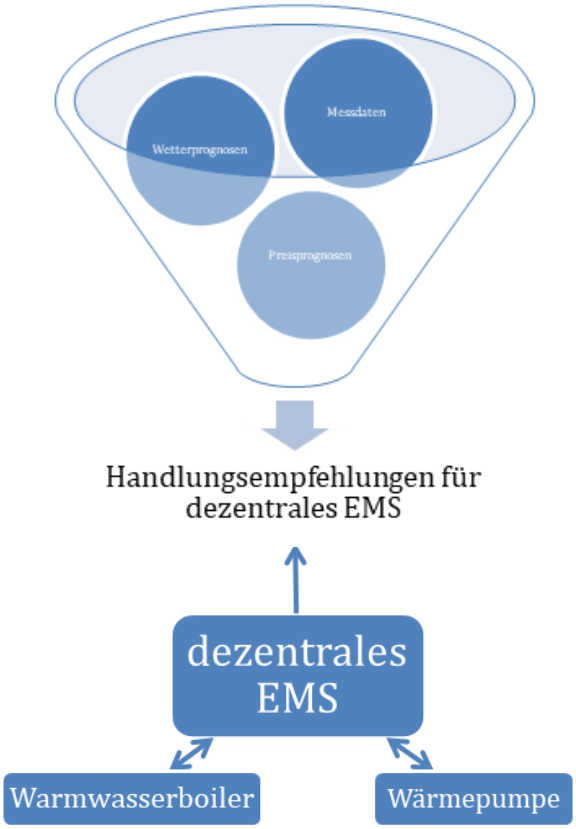


Abbildung 2: Optimierung dezentrales EMS

Dabei handelt es sich um Empfehlungen, die tatsächliche Entscheidung über eine Steuerung einzelner Einheiten erfolgt durch das EMS. Das jeweilige, dezentrale EMS erhält Rückmeldung über verschiedene Istzustände (Warmwasserboiler bzw. Wärmepumpe) und gibt diese an den zentralen Optimierer weiter. Hier stellt das dezentrale EMS die Verwaltung der vorhandenen Komponenten, deren Ressourcen und Zustände dar. Durch die offenen Schnittstellen und Protokolle (REST API, WebSocket, …) und die Selbstverwaltung der dezentralen EMS können auch neue Typen von dezentralen EMS leicht in den zentralen Optimierer integriert werden. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass durch den zentralen Optimierer nicht jede einzelne Komponente (Wärmepumpe und -fühler, Warmwasserboiler, etc.) direkt eingebunden werden muss, sondern der Single-Point-Zugang des dezentralen EMS genutzt werden kann.

5.2.3 Datenkonzentrator

Um alle relevanten Daten zu verwalten, wurde ein Datenkonzentrator in den Serverräumen der Stadtwerke Hartberg geplant. Dieser baut die Verbindung zu den dezentralen Systemen und zu Venios Energy Platform, der Kernsoftware des zentralen Optimierers, auf. Die Übertragung der gesammelten Daten geschieht über eine sichere VPN Verbindung. Dadurch stellt der Datenkonzentrator den essentiellen IKT-Part des zentralen Optimierers dar (Abbildung 3).

Um die Datensicherheit des Systems zu gewährleisten, erfolgt die Datensammlung der Netzmesspunkte und anderer kritischer Informationen auf dem zentralen Server im Netzwerk der Stadtwerke Hartberg nach außen hin geschützt. Für die Verarbeitung und Speicherung der Daten wird das Azure Cloud-System verwendet, dass den europäischen Sicherheitsstandards entspricht.

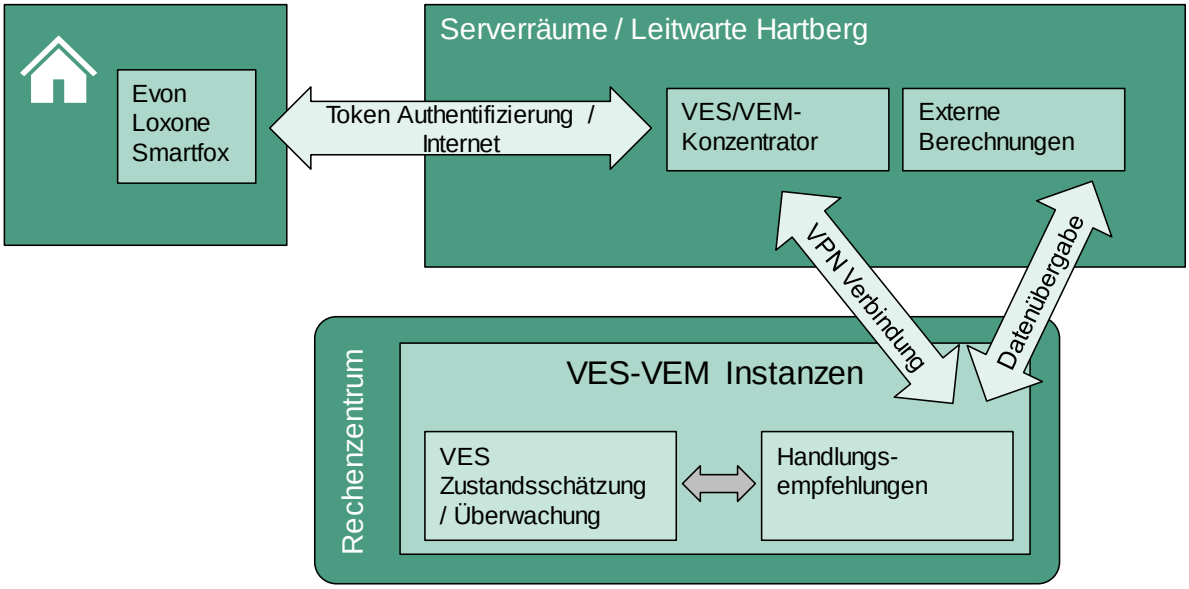


Abbildung 3: Datenkonzentrator

5.3 Flexibilitäten der EndkundInnen

Der für die EndkundInnen entwickelte Ansatz beruht darauf, die (elektro-)thermischen Flexibilitäten von EndkundInnen im Sinne der Implementierung eines Energieschwammes zu nutzen. Diese Flexibilitäten umfassen sämtliche Wärmeerzeuger, die mit elektrischer Energie betrieben werden, konkret betrifft das:

- Warmwasserboiler mit Heizstab
- Wärmepumpen
- Infrarotheizungen (*nur theoretisch betrachtet*)
- Elektrische Nachtspeicheröfen *(nur theoretisch betrachtet)*

sowie die dazugehörigen thermischen Speicher:

- Warmwasserspeicher
- Thermische Masse Gebäude

Für Nutzung dieser Flexibilitäten wurde ein zweistufiger Ansatz entwickelt, dieser ist in Abbildung 4 dargestellt und beschreibt die beiden Ziele der Flexibilitätsnutzung.

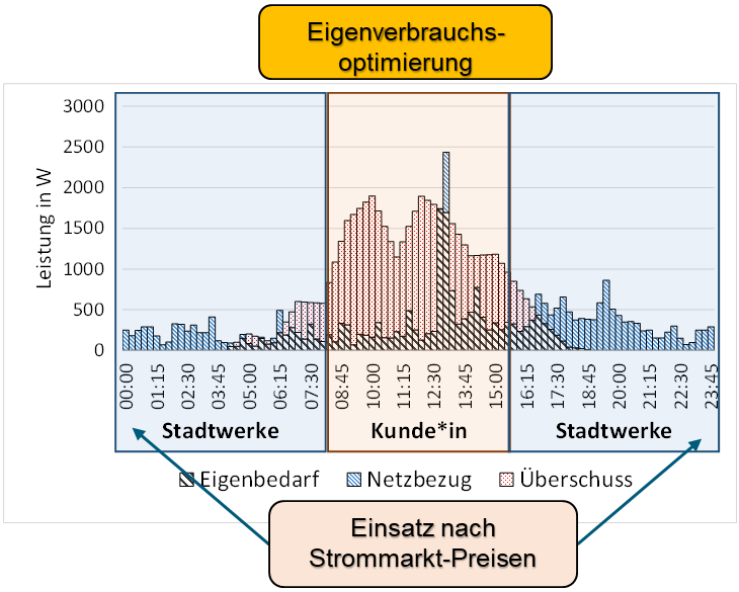


Abbildung 4: Zweistufiger Ansatz für die Nutzung der Flexibilitäten[1]

Verfügen die EndkundInnen über eine erneuerbare Erzeugungsanlage[1], gilt als primäres Ziel der Steuerung die Optimierung des Eigenverbrauchs. Sollten dann noch Kapazitätspotentiale vorhanden sein, können diese für die Stadtwerke Hartberg zur Optimierung des Einkaufs herangezogen werden[2].

Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchsoptimierung zielt darauf ab, möglichst viel erneuerbare Erzeugung direkt durch die/den EndkundenIn verbrauchen zu lassen. Durch den großen Unterschied zwischen Strombezugspreis von 18,0 - 22,9 Cent/kWh[2] und Überschusseinpeisetarif von 3,09 – 7,84 Cent/kWh[3] ist ersichtlich, dass die Nutzung von selbst erzeugtem Strom der Netzeinspeisung vorzuziehen ist. In typischen Ein- und Mehrpersonenhaushalten wird (bei PV-Anlagenleistung von 3 – 8 kWp) eine Eigenverbrauchsquote von 20 – 40 % [4],[5] ohne weitere Maßnahmen erreicht, vgl. Abbildung 5.

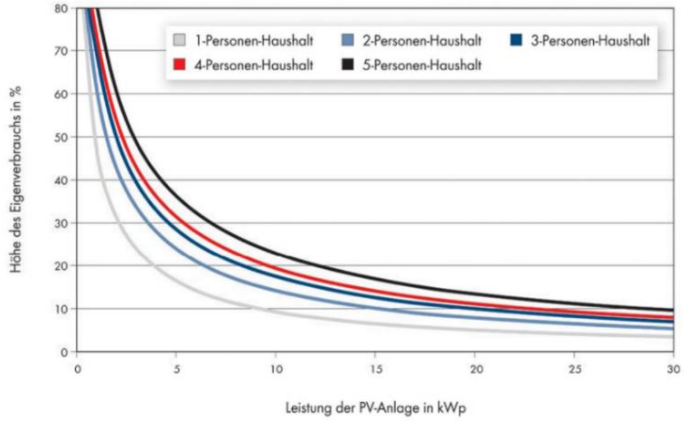


Abbildung 5: PV-Eigenverbrauch in Ein- und Mehrpersonenhaushalte[5]

[1]Berücksichtigt wurden PV-Anlagen, der Ansatz ist jedoch für jede erneuerbare Erzeugungsanlage zulässig
[2]Diese Strategie lässt sich prinzipiell durch jede systemdienliche Strategie ersetzen.

Demnach gibt es hier Potential für die Verbesserung und Steigerung der Eigenverbrauchsquote durch gezielte Ansteuerung der (elektro-)thermischen Flexibilitäten bzw. Verschiebung der Verbrauchszeitpunkte zu jenen Stunden, an denen eine PV-Erzeugung zu erwarten ist, vgl. Abbildung 6.

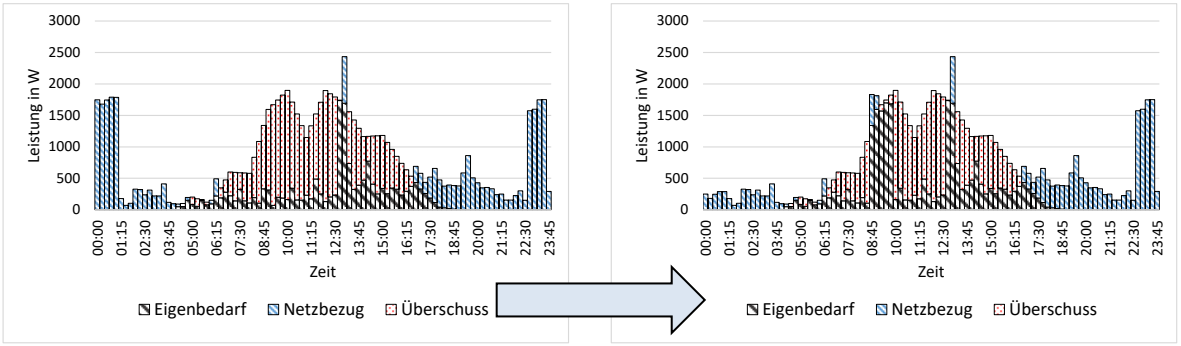


Abbildung 6: Beispiel für die Lastverschiebung zur Eigenbedarfsoptimierung[1]

Einsatz nach Strommarktpreisen

Sind nach dem Einsatz zur Eigenbedarfsoptimierung noch Flexibilitätspotentiale vorhanden, werden diese für die Optimierung des Einkaufspreises der Stadtwerke Hartberg herangezogen. Ziel ist hier, die flexiblen Lasten zu Zeitpunkten zu verschieben, an denen der Energiepreis am Strommarkt möglichst gering ist, vgl. Abbildung 7.

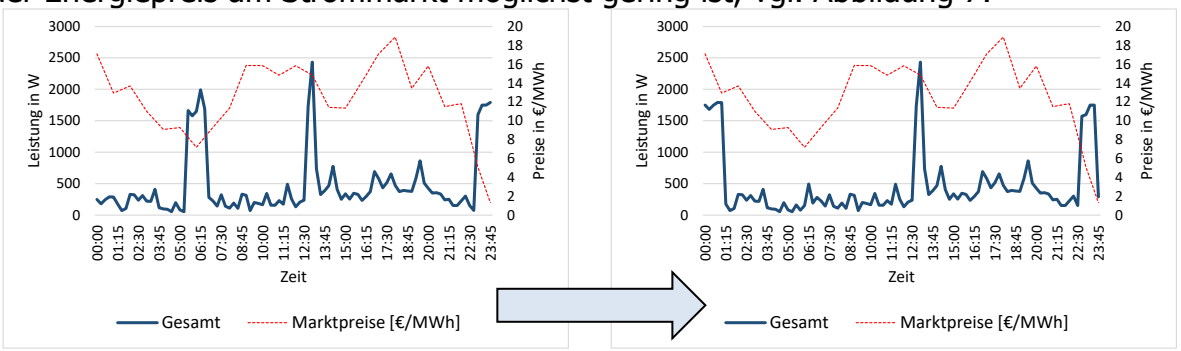


Abbildung 7: Beispiel für die Lastverschiebung zur Einkaufsoptimierung[1]

5.3.1 Wirtschaftliches Potential

Aufbauend auf dieser Strategie wurde ein techno-ökonomisches gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell zur wirtschaftlichen Bewertung der Flexibilitätsnutzung erstellt. Die Gleichungen des Modells befinden sich im Kapitel 9.4 im Anhang dieses Dokumentes.

Für die Analyse des wirtschaftlichen Potentials wurden unterschiedliche repräsentative Haushalte in Hartberg identifiziert und zu Standardvarianten aggregiert. Die resultierenden Varianten sind in Tabelle 1 dargestellt.

Für die dargestellten Varianten wurden unter Verwendung des Optimierungsmodells die Einsparungen der EndkundInnen sowie die Einnahmen der Stadtwerke analysiert. Die Ergebnisse der Optimierungen sind in Abbildung 8 dargestellt. Die Abbildung zeigt die Bandbreite an möglichen Einsparungen / Mehreinnahmen, die sich aus den einzelnen Varianten ergeben. Für die EndkundInnen lässt sich das Fazit ableiten, dass eine Einsparung erst dann resultiert, wenn auch eine PV-Anlage vorhanden ist, was angesichts der

Zielstrategie der Eigenbedarfsoptimierung nachvollziehbar ist. Generell lässt sich aus den Ergebnissen ableiten, dass die Kombination aus geringem thermischen Bedarf in Kombination mit großer Speicherkapazität ein hohes Potential für Einsparungen ergibt.

Tabelle 1: Aggregierte Haushaltsvarianten für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit[3]

Varianten	Gebäude		Raumwärme-erzeugung		Warmwassererzeugung		PV	Speicher
	Typ	Wärmebedarf [kW/m² a]	Typ	$P_{thermisch}$ [W]	Typ	$P_{thermisch}$ [W]	$P_{installiert}$ [W_P]	
Variante 517	MFH	nicht elektrisch	-	-	Warmwasserboiler	4500	0	110l Warmewasser
Variante 517+PV	MFH	nicht elektrisch	-	-	Warmwasserboiler	4500	2500	110l Warmewasser
Variante 81	EFH	nicht elektrisch	-	-	Warmwasserboiler	4500	0	300l Warmewasser
Variante 82	EFH	nicht elektrisch	-	-	Warmwasserboiler	4500	2500	300l Warmewasser
Variante 83	EFH	nicht elektrisch	-	-	Warmwasserboiler	4500	5000	300l Warmewasser
Variante 16	EFH	19	Wärmepumpe	4500	Wärmepumpe	4500	0	400l Pufferspeicher / 300l Warmewasser
Variante 17	EFH	41	Wärmepumpe	7000	Wärmepumpe	7000	0	600l Pufferspeicher / 300l Warmewasser
Variante 18	EFH	101	Wärmepumpe	10000	Wärmepumpe	10000	0	800l Pufferspeicher / 300l Warmewasser
Variante 20	EFH	41	Wärmepumpe	7000	Wärmepumpe	7000	2500	600l Pufferspeicher / 300l Warmewasser
Variante 23	EFH	41	Wärmepumpe	7000	Wärmepumpe	7000	5000	600l Pufferspeicher / 300l Warmewasser
Variante 511	MFH	19	Nachtspeicherofen	6700	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 512	MFH	41	Nachtspeicherofen	9700	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 513	MFH	101	Nachtspeicherofen	15700	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 511+PV	MFH	19	Nachtspeicherofen	6700	Warmwasserboiler	4500	2500	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 512+PV	MFH	41	Nachtspeicherofen	9700	Warmwasserboiler	4500	2500	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 513+PV	MFH	101	Nachtspeicherofen	15700	Warmwasserboiler	4500	2500	Nachtspeicherofen / 110l Warmewasser
Variante 51	EFH	19	Nachtspeicherofen	15244	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 52	EFH	41	Nachtspeicherofen	21904	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 53	EFH	101	Nachtspeicherofen	35964	Warmwasserboiler	4500	0	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 57	EFH	19	Nachtspeicherofen	15244	Warmwasserboiler	4500	5000	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 58	EFH	41	Nachtspeicherofen	21904	Warmwasserboiler	4500	5000	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 59	EFH	101	Nachtspeicherofen	35964	Warmwasserboiler	4500	5000	Nachtspeicherofen / 300l Warmewasser
Variante 553	Doppelhaus		Wärmepumpe	8500	Wärmepumpe	8500	7000	
Variante 554	Doppelhaus		Wärmepumpe	10400	Wärmepumpe	10400	7000	

[3] Die Variantennummern beziehen sich auf die Summe der mit dem Modell durchgeführten Analysen. Dabei wurden eine Vielzahl an Parametern variiert, um eine möglichst hohe Bandbreite an Lösungen zu erhalten. Die hier dargestellten Varianten sind jene, die für die Stadtwerke Hartberg von Relevanz sind.

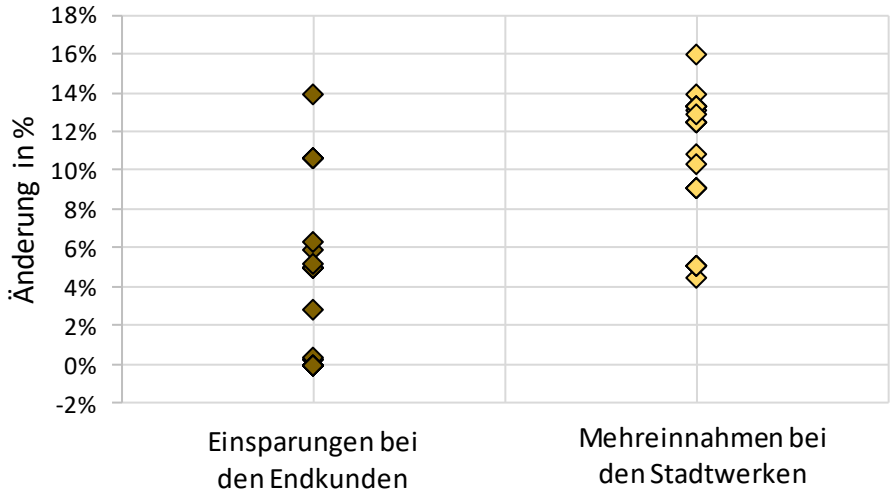


Abbildung 8: Gegenüberstellung der Einsparungen der EndkundInnen und der Mehreinnahmen der Stadtwerke durch die Flexibilitätsnutzung

Für die Stadtwerke Hartberg ergaben sich auf die/den Kunden/in bezogene Mehreinnahmen von bis zu +16,1 %. Die minimalen Mehreinnahmen beliefen sich auf etwa +4,5 %, d.h. für die Stadtwerke ergab sich in jedem Fall ein finanzieller Vorteil durch die optimierte Nutzung der Flexibilitäten. Im Mittel, über alle Varianten gerechnet, beliefen sich die Mehreinnahmen der Stadtwerke auf 10,6 %. Zu beachten ist, dass bei diesen Berechnungen die Flexibilitätsnutzung der Nachtspeicheröfen aufgrund der Komplexität der Realisierung keine Berücksichtigung fand. Ebenfalls wurden Infrarotheizungen aufgrund zu geringer Relevanz im Untersuchungsgebiet vernachlässigt.

5.3.2 Tarifmodelle für die EndkundInnen

Der oben dargestellte Einsatz der Flexibilitäten auf Basis des zweistufigen Prozesses sollte sowohl den EndkundInnen als auch den Stadtwerken Hartberg einen wirtschaftlichen Vorteil bringen. Jedoch handelte es sich dabei um einen theoretischen Ansatz, der erst in Form eines Tarifmodells realisiert werden musste. Für die Realisierung des Ansatzes waren Investitionen zu tätigen, die durchaus mit einem Risiko verbunden sind. Damit Risiko und Benefits aus der Nutzung der Flexibilitäten in Relation stehen, wurden im Rahmen des Projektes vier konkrete Tarifmodelle entwickelt, die nachfolgend beschrieben werden.

Modell 1: PV-Direktverkauf

Bei diesem Modell wird davon ausgegangen, dass die Stadtwerke Hartberg die Investition in die notwendigen Technologien tätigen. Der/Die KundeIn hat dabei keinerlei Risiko. Die Anlage bleibt für einen definierten Zeitraum im Eigentum der Stadtwerke und geht anschließend an den Kunden über, siehe Abbildung 9. Der erzeugte PV-Strom wird dem/der KundenIn zu einem fixt definierten Tarif verkauft, der Überschuss wird bei Förderung an die OeMAG oder direkt weitervermarktet. Der/die EndkundeIn hat den Vorteil, dass er/sie PV-Strom günstiger als zum regulären Bezugstarif beziehen kann. Obendrein ergibt sich der Vorteil, dass durch die verbauten Komponenten ein gesteigerter Eigenverbrauch resultiert.

	Modell 1
PV beim Kunden vorhanden?	nein
Investor	S
Zuständig für Wartung des Systems	S / K
Vermarktung Überschuss	S / K
Eigentum PV	S / K
Vorteile STWH	**PV-Direkttarif** Regulärer Stromverkauf Vermarktung PV-Überschuss an reguläre Stromkunden (steht frei zur Verfügung)
Vorteil Kunde	Keine Investitionskosten PV-Direktstrom günstiger als Netzbezug Anlage geht in das Eigentum des Kunden über Gesteigerte Eigenverbrauchsrate
Geräte gehen an Kunden über nach	30 Jahren

Abbildung 9: Zusammenfassung Modell 1

Modell 2: Komponentenverkauf Gesamtsystem

Dieses Geschäftsmodell baut darauf auf, dass potenzielle KundInnen über genügend Kapital verfügen, die Investition in die Komponenten (inklusive PV-Anlage) selbst zu tätigen, siehe Abbildung 10. Für die Stadtwerke Hartberg ergibt sich der Vorteil des Komponentenverkaufs sowie die Bindung des/der Kunden/in und die Nutzung der Flexibilität. Für den/die Kunden/in ergibt sich der Vorteil, dass ein günstigerer Stromtarif bei Unterdeckung gewährleistet wird und dass der eigene Bedarf bestmöglich durch die eigene PV-Anlage gedeckt wird.

	Modell 2
PV beim Kunden vorhanden?	nein
Investor	K
Zuständig für Wartung des Systems	K
Vermarktung Überschuss	K
Eigentum PV	K
Vorteile STWH	**Komponentenverkauf** Stromverkauf mit günstigerem Tarif Vermarktung PV-Überschuss an reguläre Stromkunden (wird dem Kunden abgekauft)
Vorteil Kunde	Günstigerer Stromtarif Gesteigerte Eigenverbrauchsrate Verkauf Überschuss an die Stadtwerke
Geräte gehen an Kunden über nach	sofort

Abbildung 10: Zusammenfassung Modell 2

Modell 3: Leasing Gesamtsystem

Für das dritte Geschäftsmodell wird der Ansatz gewählt, dass die Stadtwerke zwar die Anlage kaufen und errichten, die Kunden/innen diese aber selbst betreiben und eine Leasing-Rate an die Stadtwerke entrichten, siehe Abbildung 11. Für die Stadtwerke Hartberg ergibt sich daraus der Vorteil, dass unabhängig von der tatsächlichen PV-Erzeugung fixe monatliche Einnahmen in Höhe der Leasingraten resultieren. Der/Die Kunde/in hingegen kann frei über die PV-Anlagenerzeugung verfügen und über die Nutzung des zentralen Optimierers wird durch die Eigenverbrauchsoptimierung ein erhöhter Eigenverbrauch realisiert. Ein weiterer wesentlicher Vorteil liegt darin, dass der/die Kunde/in nicht selbst in die Anlage investieren muss und daher keine hohen Investitionskosten tragen muss. Nach Ablauf einer gewissen Frist geht die Anlage sowie die zusätzlichen Komponenten in das Eigentum des/der Kunden/in über.

	Modell 3
PV beim Kunden vorhanden?	nein
Investor	S
Zuständig für Wartung des Systems	K
Vermarktung Überschuss	K
Eigentum PV	S / K
Vorteile STWH	**Komponentenleasing** Regulärer Stromverkauf Vermarktung PV-Überschuss an reguläre Stromkunden (wird dem Kunden abgekauft)
Vorteil Kunde	Keine Investitionskosten Nutzung Eigenerzeugung Anlage geht in das Eigentum des Kunden über Verkauf Überschuss an die Stadtwerke Gesteigerte Eigenverbrauchsrate
Geräte gehen an Kunden über nach	35 Jahren

Abbildung 11: Zusammenfassung Modell 3

Modell 4: Komponentenverkauf (nur Energiemanager)

Das letzte Geschäftsmodell zielt auf Kunden/innen ab, die bereits über eine PV-Anlage verfügen, hier werden nur der Energiemanager sowie die zusätzlichen notwendigen Komponenten an den/die Kunden/in verkauft. Gleichzeitig wird dem/der Kunden/in ein günstigerer Stromtarif für vom Netz bezogenen Strom im Gegenzug für die Nutzung der Flexibilität eingeräumt.
Für die Stadtwerke Hartberg ergibt sich ein Vorteil durch die Nutzung der Flexibilität, sowie den Verkauf der technischen Komponenten an den/die Kunden/innen.

	Modell 4
PV beim Kunden vorhanden?	ja
Investor	K
Zuständig für Wartung des Systems	K
Vermarktung Überschuss	K
Eigentum PV	K
Vorteile STWH	**Komponentenverkauf** Stromverkauf mit günstigerem Tarif Vermarktung PV-Überschuss an reguläre Stromkunden (wird dem Kunden abgekauft)
Vorteil Kunde	Günstigerer Stromtarif Gesteigerte Eigenverbrauchsrate Verkauf Überschuss an die Stadtwerke
Geräte gehen an Kunden über nach	sofort

Abbildung 12: Zusammenfassung Modell 3

5.3.3 Nutzung des Rundsteuersignals

Ausgangspunkt für die Optimierung der Verbraucher der Rundsteueranlage ist die Zuteilung zu den einzelnen Schaltgruppen nach Abbildung 13. Bei den Verbrauchern dieser dargestellten Schaltgruppen handelt es sich durchwegs um Wärmeanwendungen. Die Gruppen werden nach bisherigem Einschaltzeitpunkt (22:00, 23:30, 00:00 und 01:00) sowie der Freigabedauer unterschieden (4 h, 6 h, 8 h). Abbildung 14 zeigt zudem die Auswirkung der Empfänger der Rundsteueranlage auf die Gesamtlast in Hartberg anhand eines Beispieltags. Es ist zu erkennen, dass die Gruppe t_1 aufgrund der Gesamtleistung dieser Anlagen von 2.000 kW die größte Auswirkung auf den Lastgang aufweist. Dennoch haben auch die Gruppen t_2 bis t_4 eine merkliche Auswirkung auf den Lastverlauf in Hartberg.

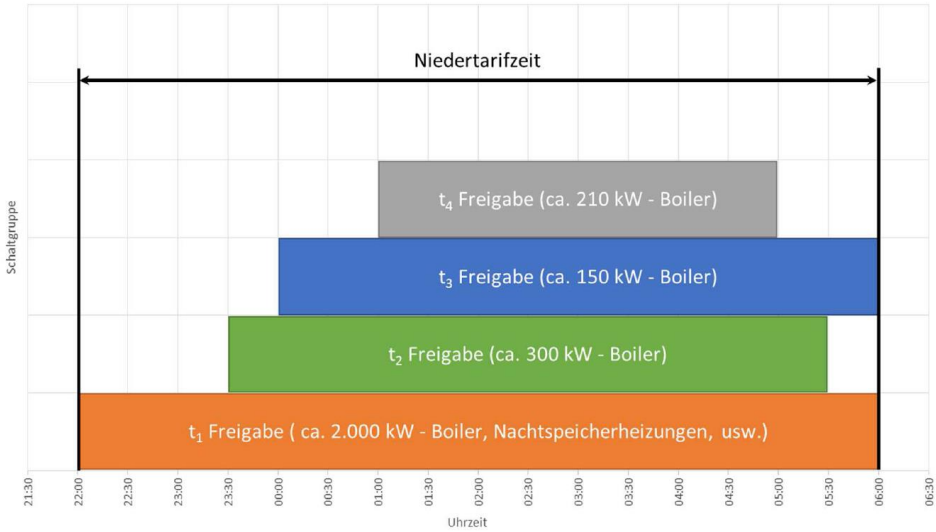


Abbildung 13: Schaltgruppen der Rundsteueranlage

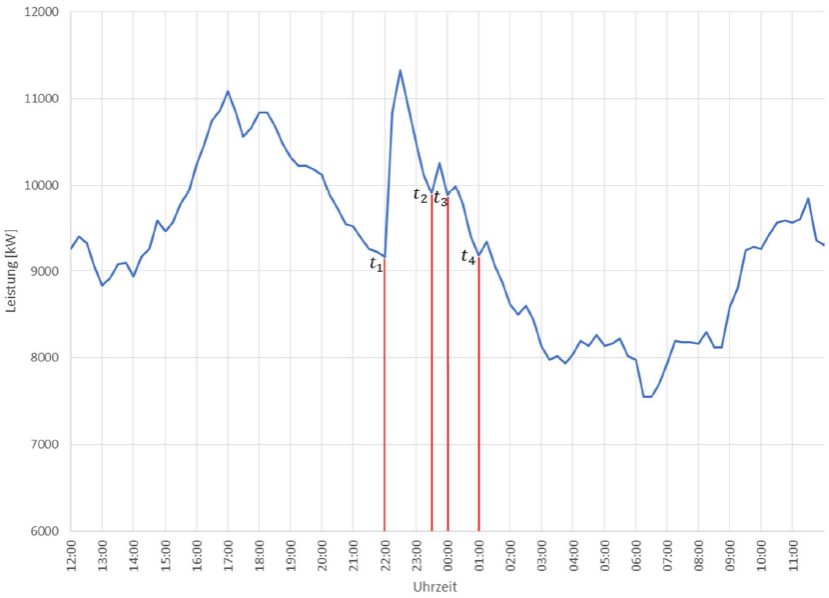


Abbildung 14: Auswirkungen der Verbraucher der Rundsteueranlage auf die Gesamtlast

Die Gruppe mit der Freigabedauer von 8 h bietet dabei kein Optimierungspotential, da die vertraglich zugesicherte Freigabedauer sich mit der Niedertarifzeit des Netzes (22:00 – 6:00) decken muss. Für die anderen Gruppen wird der optimale Einschaltzeitpunkt im zentralen Optimierer im Sinne der Beschaffungsoptimierung der Stadtwerke Hartberg ermittelt. Als Basis dafür diente die Lastgangmessung an einem Mehrfamilienhaus. Dabei wurde der elektrische Lastgang von 23.01.2019 22:00 bis 24.01.2019 12:00 aufgenommen. Das Mehrfamilienhaus beinhaltet sieben elektrische Warmwasserboiler mit je 2,5 kW Nennleistung (insgesamt 18 kW) in der Schaltgruppe t_4. Abbildung 15 zeigt den hier ermittelten Lastgang. In weiterer Folge wurde davon die Grundlast von ~1 kW abgezogen und der sich ergebende Lastanstieg durch die Verbraucher der Rundsteueranlage auf 1 kW Nennleistung normiert. Als Ergebnis ergibt sich eine Funktion für den auf die Nennleistung bezogenen Leistungsverlauf der Verbraucher der Rundsteueranlage nach Abbildung 16. Dabei ist zu erkennen, dass die zusätzliche Leistungsaufnahme nach sieben Zeitschritten, entspricht 1:45 h beendet ist. Die spätest mögliche Einschaltzeit je Schaltgruppe ergibt sich aus der Einschaltdauer und dem Ende der Niedertarifzeit des Netzes (06:00) und ist für die Gruppen t_2 und t_3 00:00 und für die Gruppe t_4 02:00. Eine weitere Vorgabe hinsichtlich der Schaltzeiten ist, dass zwei Gruppen nicht gleichzeitig geschaltet werden dürfen, um etwaige Überbelastungen von Netzzweigen zu vermeiden.

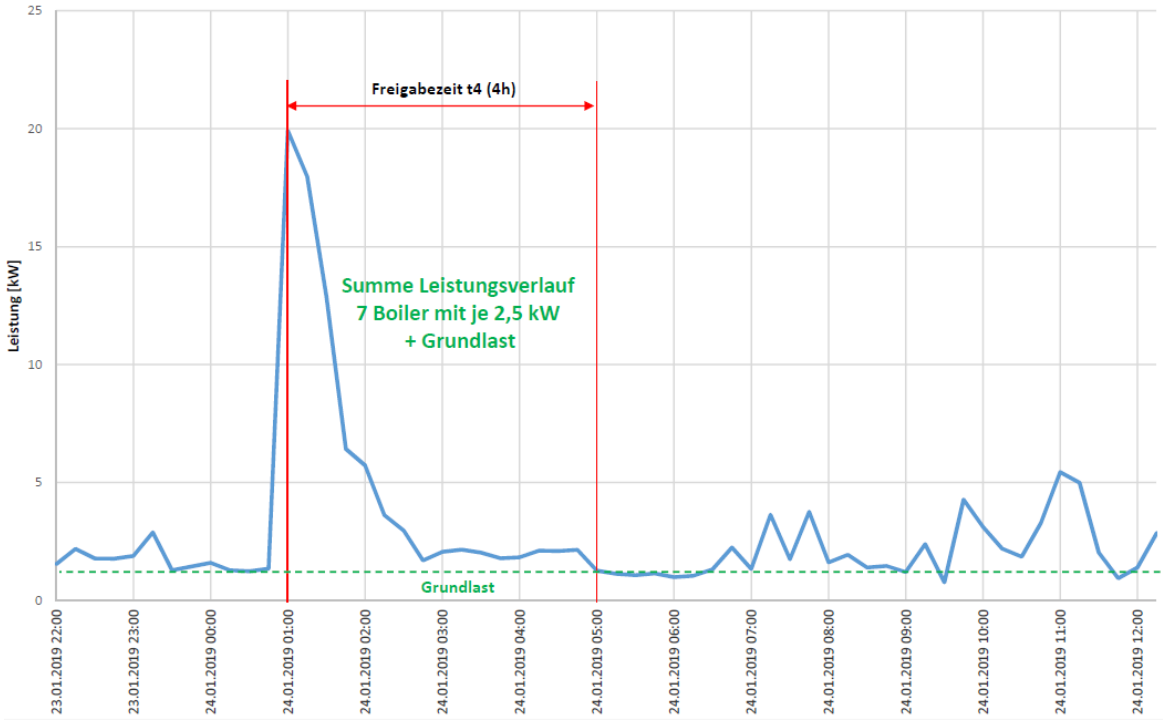


Abbildung 15: Auswirkungen der Verbraucher der Rundsteueranlage auf die Gesamtlast

Somit wurde die Zielfunktion für die Rundsteuergruppen t_2 bis t_4 so formuliert, das abhängig von den Einschränkungen und den Leistungen je Schaltruppe die insgesamt niedrigsten Stromkosten für das EVU entstehen.

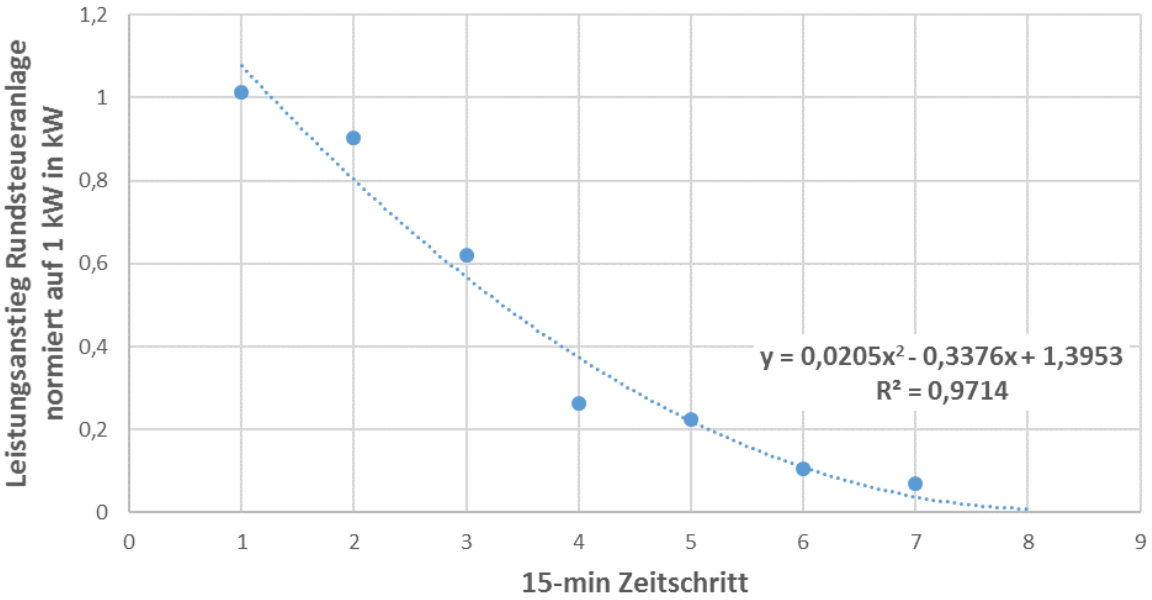


Abbildung 16 Spezifischer Lastverlauf Verbraucher Rundsteueranlage

Die Regeln lassen sich für die einzelnen Schaltgruppen nach Tabelle 2 zusammenfassen.

Tabelle 2: Regel für optimierten Betrieb der Rundsteueranlage

Schaltruppe t_2	**Schaltgruppe t_4**	**Schaltgruppe t_3**
• Einschaltzeitpunkt zwischen 22:00 und 00:00 bei • Niedrigsten Stromkosten für Lastverlauf ○ auf Basis des Einschaltzeitpunkts ○ der Funktion lt. Abbildung 16 ○ der Nennleistung der Schaltgruppe (300 kW) und ○ der Spotmarktpreise	• Einschaltzeitpunkt zwischen 22:00 und 02:00 bei • Niedrigsten Stromkosten für Lastverlauf ○ auf Basis des Einschaltzeitpunkts ○ der Funktion lt. Abbildung 16 ○ der Nennleistung der Schaltgruppe (210 kW) und ○ der Spotmarktpreise ○ Einschaltzeitpunkt ≠ t_2	• Einschaltzeitpunkt zwischen 22:00 und 00:00 bei • Niedrigsten Stromkosten für Lastverlauf ○ auf Basis des Einschaltzeitpunkts ○ der Funktion lt. Abbildung 16 ○ der Nennleistung der Schaltgruppe (150 kW) und ○ der Spotmarktpreise ○ Einschaltzeitpunkt ≠ t_2 ○ Einschaltzeitpunkt ≠ t_4

5.4 Flexibilität im Wärmenetz

5.4.1 Szenarienanalyse

Die Einbeziehung des Wärmenetzes in das Projekt erfolgte in zwei Stufen. In einer ersten Stufe wurde untersucht, inwiefern eine Wärmepumpe als zusätzlicher Kopplungspunkt zwischen Stromnetz und Wärmenetz nach Ablauf des Fördertarifs für die BHKWs und unter Einbeziehung der PV-Anlagen vor Ort wirtschaftlich und technisch darstellbar wäre.

Der Ökopark Hartberg, vgl. Abbildung 17 verfügt über ein Fernwärme-/-kältenetz, welches zentral von der Energiezentrale versorgt wird. Die Beheizung und Klimatisierung der einzelnen Objekte erfolgt über dieses Fernwärme-/-kältenetz. Wie in der nachfolgenden Darstellung ersichtlich, wird das Fernwärme-/-kältenetz in zwei Abschnitte (NORD- u. SÜD-Zweig) gegliedert.

Die Energiezentrale (vgl. Abbildung 18) dient der Versorgung aller Objekte am Ökopark mit der notwendigen Wärme.

Folgende Technologien kommen in der Energiezentrale derzeit zum Einsatz:

- Hackgutanlage: ca. 800 kW_{th}
- Zwei Biogas BHKWs: ca. 430 kW_{th} ca. 280kW_{el}

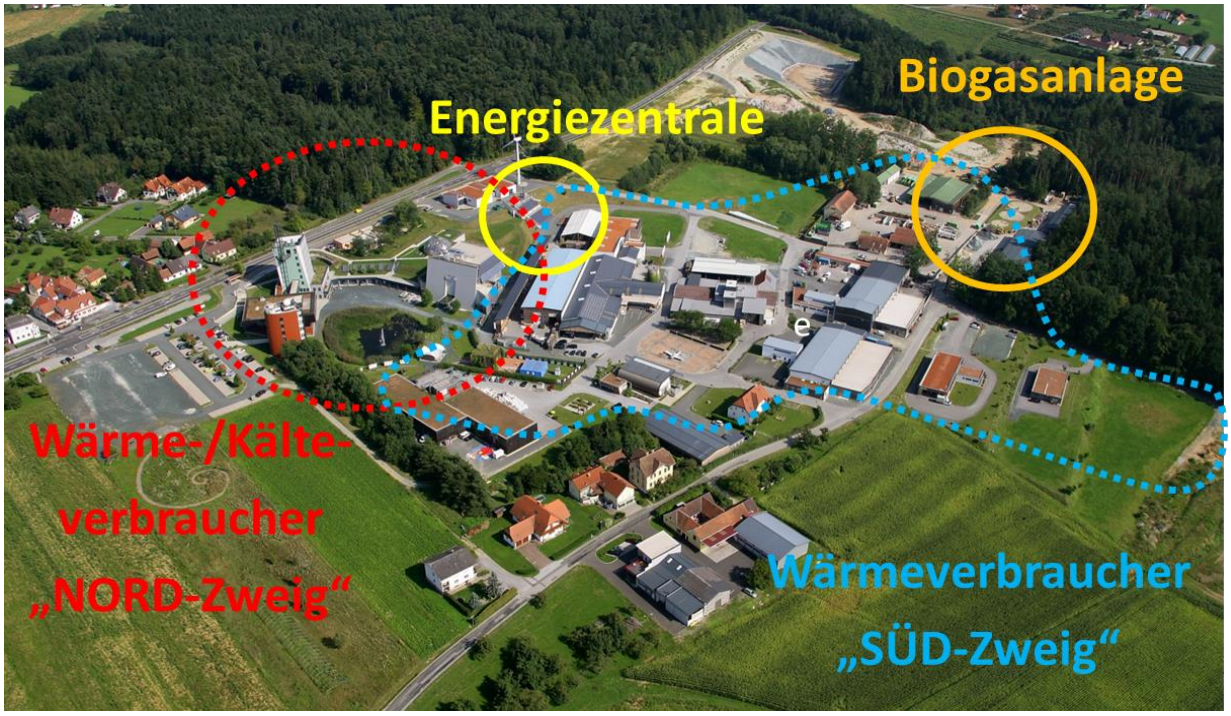


Abbildung 17: Übersichtsplan Fernwärme-/kälte Netz inkl. Energiezentrale und Biogasanlage

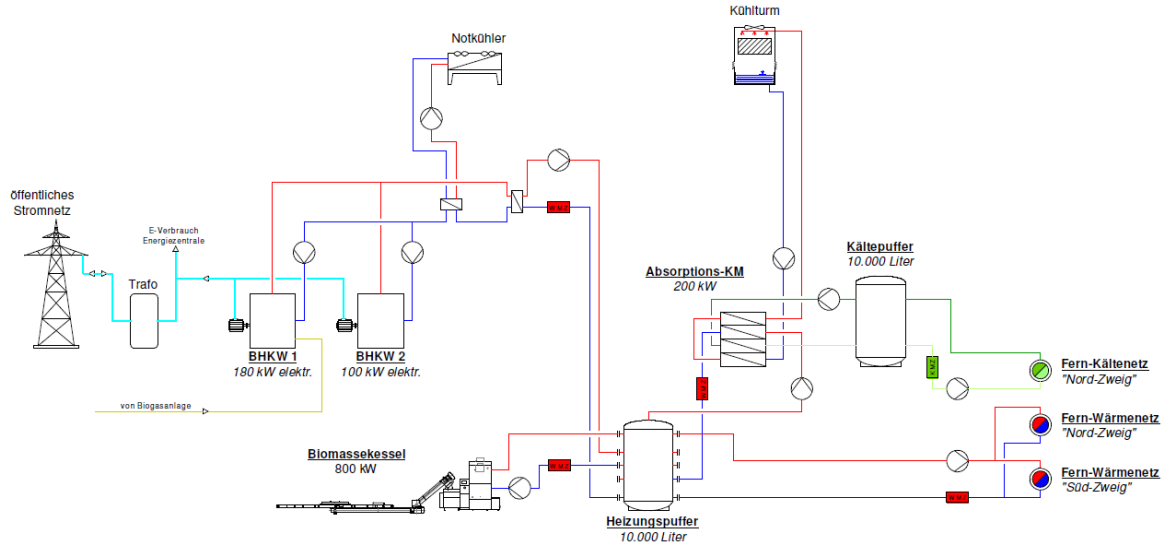


Abbildung 18: Energiezentrale - Schematische Darstellung der Erzeugungsanlagen

Weiters befinden sich am Standort PV-Anlagen mit der Gesamtleistung von 170 kW, welche aufgrund ihres Alters nicht mehr in das OeMAG-Förderregime fallen. Am Gelände des Ökoparks Hartberg befindet sich ein produzierender Betrieb, welcher mit Hilfe von zwei Kompressions-Kälteanlagen die für den Betrieb notwendige Prozesskälte erzeugt. Diese Kältemaschinen sind 24 h täglich das ganze Jahr über in Betrieb. Die vorhandenen Kältemaschinen weisen dabei eine Gesamt-Verdampferleistung von 2.050 kW bzw. eine Gesamt-Kondensationsleistung von 2.720 kW auf. Die anfallende Abwärmeleistung der Kältemaschinen wird auf ca. 2,5 MW beziffert wobei ein Teil von ca. 1 MW Abwärme bereits für die Heizung des Gebäudes sowie eines Gewächshauses genutzt werden. Das Abwärmetemperaturniveau liegt bei etwa 50°C.

Als Grundstoff zur Herstellung von Biogas werden Speisereste verwendet, für deren Abnahme der Betreiber der Anlage Geld in Form von Entsorgungsgebühren bekommt. Durch die dadurch bedingte Kostenstruktur entstehen negative Brennstoffkosten, die einen möglichst hohen Einsatz der BHKWs bedingen. Für den erzeugen Strom der BHKWs wurde die Folgeförderung für Biomasseanlagen beantragt und genehmigt, der Fördertarif für Strom aus den BHKWs läuft noch drei Jahre. Es wird davon ausgegangen, dass erzeugte Strom danach zum Marktpreis zu veräußern wäre.

Für den weiteren Betrieb des Wärmenetzes wurden daher mehrere Szenarien mittels einer Zeitreihenanalyse und einer darauf aufgesetzten dynamischen Investitionsrechnung analysiert. Dabei zeigt sich, dass bei Bewertung der Wärmegestehungskosten zu den variablen Kosten der Biogasherstellung ein wirtschaftlicher Betrieb nach Ablauf der Tarifförderung weiterhin möglich ist, wenn die Erlöse aus der Verwertung von Speiseresten in die Kalkulation miteinbezogen werden und eine Betriebsoptimierung auf Basis der Großhandelsstrompreise erfolgt.

Insgesamt wurden dabei neun Szenarien untersucht (vgl. Tabelle 3). In allen Varianten werden etwaige Investitionskosten im Jahr 0 angesetzt und berücksichtigt, dass die oben erwähnte Tarifförderung noch für das Jahr 0, 1 und 2 gilt. Zudem wurde für etwaige Investitionskosten in die Wärmepumpe bzw. die Einbindung der PV-Anlagen eine Umweltförderung der KPC in die Berechnungen miteinbezogen.

Tabelle 3: Untersuchte Szenarien im Wärmenetz

Szenario	Erklärung
Szenario 1	Die BHKWs werden weiterhin stromgeführt betrieben, der Biomassekessel deckt die Spitzenlast ab.
Szenario 2	Die BHKWs werden weiterhin stromgeführt betrieben, die Spitzenlastabdeckung erfolgt durch eine Wärmepumpe betrieben mit Netzstrom
Szenario 3	Die BHKWs werden weiterhin stromgeführt betrieben, die Spitzenlastabdeckung erfolgt durch eine Wärmepumpe prioritär betrieben mit lokalem PV-Strom bzw. falls nicht ausreichend vorhanden Netzstrom
Szenario 4	Die Wärmepumpe wird mit lokalem PV-Strom betrieben, die restliche Last wird mittels BHKWs (wärmegeführt) bereitgestellt.
Szenario 5	Die Betriebsführung der BHKWs wird nach Ablauf der Tarifförderung von strom- auf wärmegeführt umgestellt, die restliche Wärme wird über eine Wärmepumpe betrieben mit PV-Strom bereit gestellt.
Szenario 6	Die Betriebsführung der BHKWs wird nach Ablauf der Tarifförderung von strom- auf wärmegeführt umgestellt, die restliche Wärme wird über eine Wärmepumpe betrieben mit Strom aus den BHKWs bereit gestellt.
Szenario 7	Die Betriebsführung der BHKWs wird nach Ablauf der Tarifförderung von strom- auf wärmegeführt umgestellt, die restliche Wärme wird über eine Wärmepumpe betrieben mit Strom aus den BHKWs und PV-Strom bereit gestellt.
Szenario 8	Die Betriebsweise der BHKWs erfolgt immer stromgeführt, die Wärmepumpe wird nach Ablauf des Fördertarifs statt mit Netzstrom mit Strom aus den BHKWs versorgt.
Szenario 9	Die Betriebsweise der BHKWs erfolgt immer stromgeführt, die Wärmepumpe wird nach Ablauf des Fördertarifs statt mit Netzstrom mit Strom aus den PV-Anlagen und den BHKWs versorgt.

Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse dieser Szenarienanalyse für die Jahre 0, 5, 10 und 15. Die Ergebnisse zeigen, dass das Szenario des weiterhin stromgeführten Betriebs der BHKWs und der Spitzenlastabdeckung durch den Biomassekessel nach Ablauf der Förderung – die Abschreibungen für die bestehenden Anlagen sind hier bereits erfolgt – den höchsten kumulierten Barwert erreicht. Die Szenarien 2, 3, 8 und 9 setzen ebenfalls einen stromgeführten Betrieb der BHKWs voraus, bilden allerdings unterschiedliche Einbindungsarten der Wärmepumpe ab.

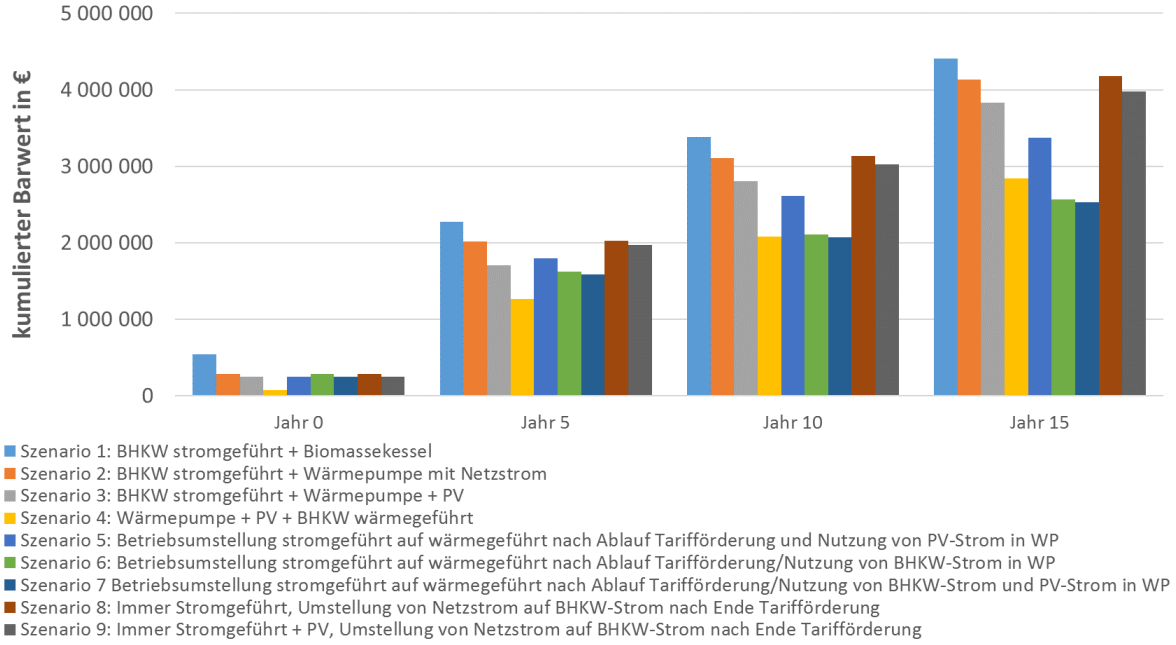


Abbildung 19 Kumulierte Barwerte der Wärmenetzszenarien

Abbildung 20 zeigt den jährlichen Überschuss der Szenarien. Hier ist das Jahr 1 gesondert dargestellt, da im Jahr 0 die etwaigen initialen Investitionen enthalten sind und ab dem dritten Jahr die Tarifförderung wegfällt.



Abbildung 20 jährlicher Überschuss der Wärmenetzszenarien

Es zeigt sich, dass die Szenarien mit Wärmepumpen und stromgeführten Betrieb der BHKWs beim jährlichen Überschuss nach dem Jahr 0 zwar einen leicht höheren jährlichen Überschuss erwirtschaften können, anhand der kumulierten Barwerte ist jedoch ersichtlich, dass der Rückstand aufgrund der initial notwendigen Investition in die Wärmepumpe nicht innerhalb von 15 Jahren wettgemacht werden kann.

Die weiteren Untersuchungen konzentrierten sich also auf die Einbindung der bestehenden Wärmezentrale in den zentralen Optimierer, um die Einspeiseleistung der BHKWs einerseits bei Netzengpässen im Stromnetz drosseln zu können. Andererseits soll nach Ablauf der Tarifförderung und bei sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Optimierung unter Berücksichtigung der Stromgroßhandelspreise ermöglicht werden.

5.4.2 Einsatzoptimierung

Für die Einsatzoptimierung wurde in der Planungsphase ein Optimierungsmodell erstellt, dass für den Testbetrieb in den zentralen Optimierer implementiert wurde und deren Parameter im Rahmen des Testbetriebs bzw. in der Umsetzungsphase zusammen mit den Herstellern der Anlagen parametrisiert bzw. konkretisiert wurden. Die finalen Modelle für die Einsatzoptimierung sind in Kapitel 9.5 (wärmegeführter Betrieb) und Kapitel 9.6 (stromgeführter Betrieb) im Anhang zu finden.

Die Zielfunktion für beide Modelle ist die Minimierung der Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Stromeinspeisung durch die BHKWs. Gestützt wird das Optimierungsmodell durch eine Wärmelastprognose für das Wärmenetz sowie die Day-Ahead-Strompreise an der Strombörse EXAA.

Für die Erstellung der Wärmelastprognose des Nahwärmenetzes wurde ein künstliches neuronales NARX-Modell entwickelt und getestet (vgl. Kapitel 9.7 im Anhang) [3]

Im Sinne des Projektansatzes, dass der zentrale Optimierer als Empfehlungsgeber gesehen wird und nur Empfehlungen an die daran angeschlossenen Teilsysteme weitergibt, wurde für die Umsetzung der Optimierung im Wärmenetz beschlossen, Leistungssollwerte nur für die BHKWs vorzugeben. Die interne Regelung der Wärmezentrale sorgt dafür, dass die Bereitstellung der Residuallast durch den Biomassekessel ebenso wie die Regelung der Temperaturen im System gewährleistet ist.

5.5 Stromnetzberechnungen

Ein wesentlicher Vorteil aus der Nutzung des Hybrid Grid Demo Ansatzes besteht darin, dass der Anteil erneuerbarer Energie durch die gezielte Steuerung der (elektro-)thermischen Verbraucher erhöht werden kann. Da für den Demonstrationsbetrieb nur der proof of concept für wenige Gebäude geplant ist, das System nach dem Projekt aber mittelfristig breit ausgerollt werden soll, musste eine alternative Bewertungsmethode für den Zubau erneuerbarer Energie entwickelt werden. Für das Untersuchungsgebiet Hartberg spielt beim erneuerbaren Zubau hauptsächlich PV eine Rolle, weswegen diese hier auch im Fokus der Untersuchung steht.

5.5.1 Netzbereiche

Da es nicht möglich war, das gesamte Stromnetz der Stadtwerke Hartberg, hier fehlten Daten für das Niederspannungsnetz, in einer Simulation hinsichtlich des maximalen PV-Zubaus zu berücksichtigen, wurden drei repräsentative Netzzweige identifiziert, anhand derer die Untersuchungen durchgeführt wurden.

Netzzweig 1 – Best Case:

Dieser Netzzweig zeichnete sich dadurch aus, dass er über starke Leitungen mit kurzen Distanzen verfügt. Dadurch war hier ein hohes Potential für den Zubau von PV-Anlagen gegeben.

In dem Netzabschnitt „best" befinden sich ausschließlich Haushaltskunden mit einem Gesamtverbrauch von 27 MWh pro Jahr. Diesen wurde das H0 Profil hinterlegt. Am Knoten 1_5 befand sich bereits zu Beginn der Untersuchung eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 4,7 kW_P und am Knoten 1_7 eine weitere mit einer installierten Leistung von 4 kW_P. Diese Bestandsanlagen reduzierten das weitere Ausbaupotenzial an diesen Knoten um die bereits installierte Leistung. Als steuerbare Verbraucher befanden sich drei Elektroboiler im System. An sieben Lastknoten wurde der Ausbau von PV betrachtet. Abbildung 21 zeigt die Netztopologie des Netzabschnitts.

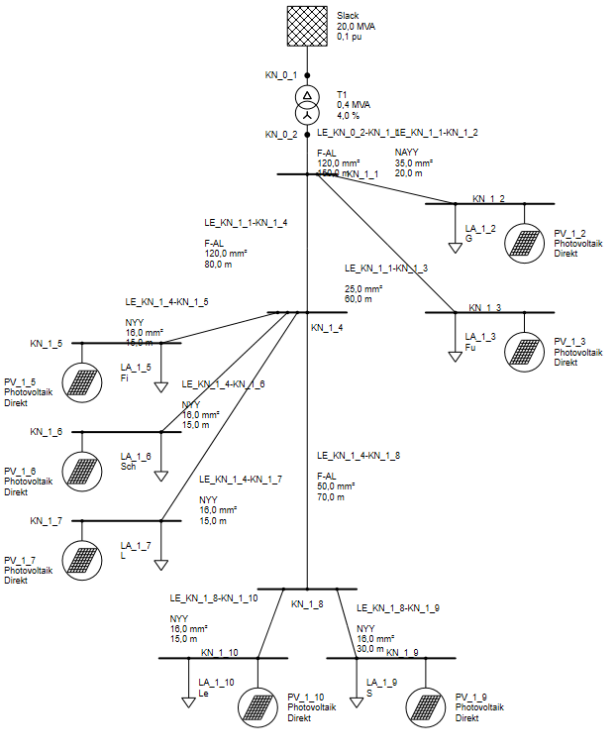


Abbildung 21: Netzzweig "Best Case"

Netzzweig 2 – Regular Case:

Im Netzabschnitt „normal" befinden sich ausschließlich Mehrparteienhäuser mit einem Gesamtverbrauch von 178 MWh pro Jahr, welche mit H0 Profil und ULA Profil modelliert wurden. Es befinden sich keine PV-Bestandsanlagen im Netzabschnitt. An 11 Knoten wurde der Zubau von PV-Anlagen untersucht. Abbildung 22 zeigt die Topologie des Netzabschnitts.

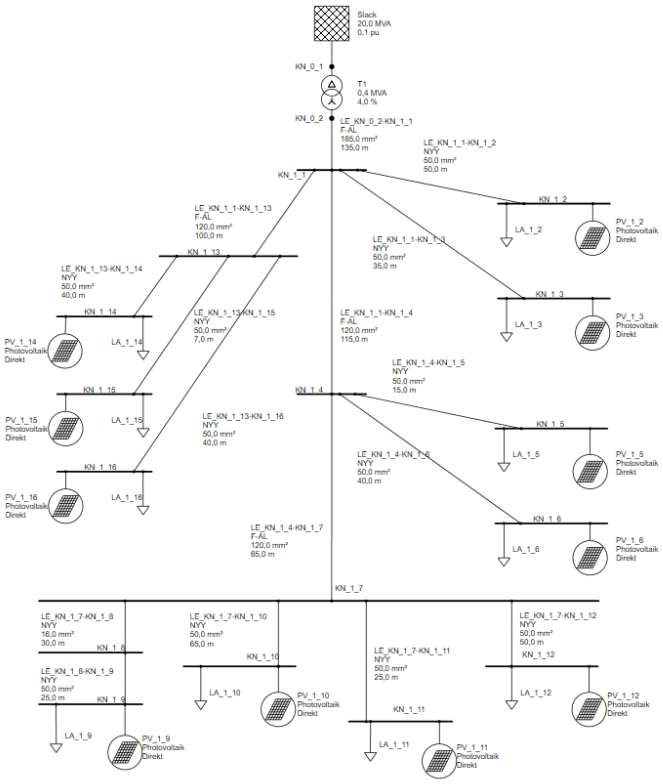


Abbildung 22: Netzzweig "Regular Case"

Netzzweig 3 – Worst Case:

Im Netzabschnitt „worst" befinden sich Wohnhäuser (H0 Profil) mit Landwirtschaftslasten (L1 Profil) sowie einer Last basierenden auf dem G3 Profil. Insgesamt beträgt der jährliche Energiebedarf in diesem Abschnitt 31 MWh. Als steuerbare Verbraucher werden Elektroboiler zur Warmwasserbereitstellung an Knoten 1_2 und 1_5 betrachtet. Abbildung 23 zeigt die Topologie des Netzabschnitts.

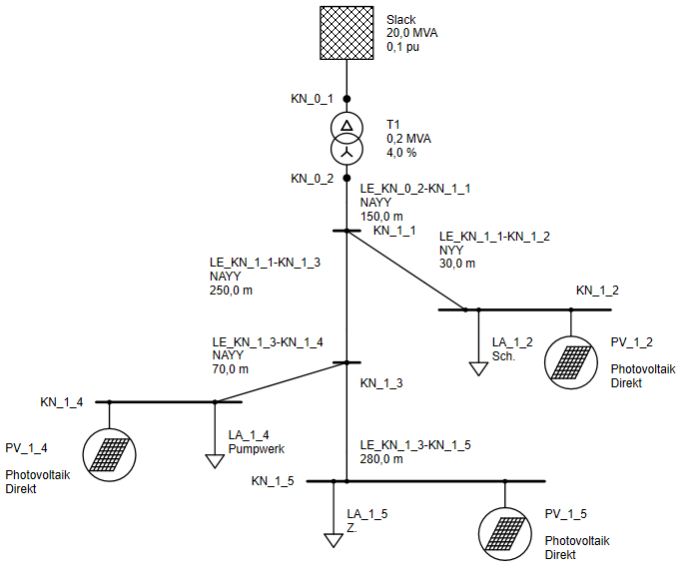


Abbildung 23: Netzzweig "Worst-Case"

5.5.2 Algorithmus zur Bestimmung des PV Potenzials

Für die Untersuchung wurde eine Jahressimulation dieser drei Netzzweige mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Zur Ermittlung der maximalen PV-Kapazität wurden folgende Grenzen der Netzkomponenten herangezogen:

- Knotenspannungen im Niederspannungsnetz dürfen maximal um 3% im Vergleich zum Vorzustand steigen [10]
- Knotenspannungen im Niederspannungsnetz dürfen bis 103% [11] der Nennspannung steigen
- Leitungsauslastung darf maximal 100% betragen

Auf Basis dieser Grenzen wurde folgender Algorithmus aufgesetzt:

1. Berechnung des symmetrischen Lastflusses ohne PV Ausbau und Speicherung der Knotenspannungen als Ausgangszustand des Netzabschnittes
2. Platzierung von PV Anlagen gemäß max. Ausbaupotenzials beginnend mit dem dem Transformator am nächsten liegenden Knoten (kürzestes Leitungslänge)
    a. Bei Grenzverletzungen wurde die PV Leistung in 1 kWp Schritten verringert
    b. Bei Grenzeinhaltungen wurden die Knotenspannungen als Ausgangszustand fixiert und der nächste Knoten ausgebaut
3. Fixierung der ermittelten PV Ausbaupotenziale und Optimierung der steuerbaren Verbraucher nach Eigenverbrauch und Minimierung der PV Spitzeneinspeisung
4. Berechnung des symmetrischen Lastflusses ohne PV Ausbau mit optimierten Lastprofilen
5. Platzierung von PV Anlagen gemäß max. Ausbaupotenzial beginnend mit dem Trafo am nächsten liegenden Knoten
    a. Bei Grenzverletzungen wurde die PV Leistung in 1 kWp Schritten verringert
    b. Bei Grenzeinhaltungen wurden die Knotenspannungen als Ausgangszustand fixiert und der nächste Knoten ausgebaut
6. Nachdem eine Installation von PV an allen Knoten versucht wurde, wird die mögliche Leistung als Ergebnis gespeichert

Für die Optimierung des Flexibilitätseinsatze wurde der in Anhang 9.4 angeführte Optimierungsansatz gewählt. Damit wird mittels dieser Untersuchung der maximale PV-Zubau unter Ausnutzung aller Flexibilitäten analysiert. Wie in Abschnitt 6.1 dargestellt, lässt sich dieses Optimierungsmodell jedoch nur dann in den Realbetrieb übertragen, wenn seitens der Wärmepumpen eine direkte Leistungsvorgabe möglich ist.

5.6 Ökologische Bewertung der geplanten Maßnahmen

5.6.1 Methode

Die ökologische Bewertung der geplanten Maßnahmen innerhalb des Netzgebietes der Stadtwerke Hartberg erfolgte mithilfe einer vergleichenden Bewertung des Energieverbauchs vor und nach Einführung von Maßnahmen zur Lastverschiebung. Die Basis bildeten die Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel, es wurde vorrangig elektrische Energie betrachtet. Da sich KWK-Anlagen im Netz befinden, konnte auch die Wärmeerzeugung mit betroffen sein.

Bei der Erstellung einer ökologischen Bewertung waren die Normen zur Erstellung von Ökobilanzen eine wesentliche Unterstützung, allen vorweg die ISO EN 14040 [4] [5]. Die in den Normen beschriebene Vorgehensweise diente bei der vorliegenden Bewertung als Richtlinie (vgl. Abbildung 24). [6]

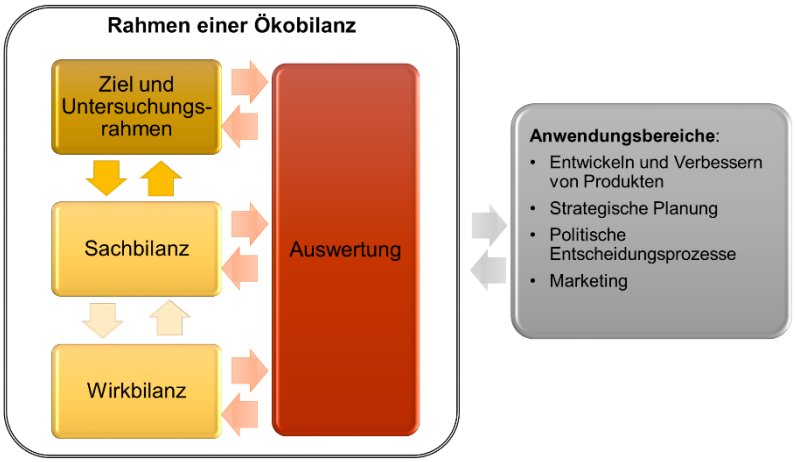


Abbildung 24: Phasen und Bestandteile der Ökobilanz nach ISO EN 14040:2006 [4]

Die Maßnahmen im Projekt zielten auf eine Lastverschiebung von Zeiten mit Preis- und CO_2-intensiver Energieerzeugung hin zu Zeiten mit Preis- und CO_2-günstiger Energieerzeugung. Die Verbesserung in Hinblick auf mögliche CO_2-Einsparungen sollten mit Hilfe einer ökologischen Bewertung überprüft werden. Da eine zeitliche Lastverschiebung vorgenommen wurde, war eine zeitlich aufgelöste Betrachtung des Energiemixes auch für die ökologische Bewertung notwendig. Für die Energiemengen wurden Daten in Viertelstundenwerten verwendet, Ziel war die selbe zeitliche Auflösung der ökologischen Werte. Die Daten für den aktuellen Strommix und das Grenzkraftwerk mussten in möglichst ähnlicher Form erhoben und mit den CO_2-Werten verknüpft werden.

Die Überlegung, einen zeitlich aufgelösten Strommix für die ökologische Bewertung der Energieerzeugung bzw. des Energieverbrauchs heranzuziehen, wurde bereits in Projekten thematisiert:

- Die Ermittlung monatlicher Konversionsfaktoren für den Energieträger Strom wurde seitens des Energieinstituts Vorarlberg im Bereich der Energieversorgung von Gebäuden vorgeschlagen. Die jahreszeitlichen Unterschiede beim Strommix könnten so bei der ökologischen Bewertung abgebildet werden, was z.B. bei der Bewertung vom Kühlen im Sommer oder Heizen im Winter einen Einfluss haben kann. [7]

- Das Projekt Dynamis verfolgte die Entwicklung von Methoden, die es ermöglichen, verschiedene Maßnahmen zur CO_2-Verminderung unter sich verändernden Rahmenbedingungen des Energiesystems hinsichtlich Kosteneffizienz und Einsparpotential zu bewerten. Insbesondere die dynamischen Wechselwirkungen von Maßnahmen mit dem Energiesystem sind ein zentraler Teil der Studie. [8]
- ElectricityMap: dahinter steht eine Echtzeit- Verbrauchsbasierende Berechnungsmethode für die Ermittlung der Herkunft von elektrischer Energie. Mit der Methode werden die Energieflüsse vom Produzenten zum Konsumenten nachverfolgt, dabei steht die tatsächliche Physik im Gegensatz zur traditionellen Input-Output Betrachtung als Basis für die CO_2 Bewertung. Die Struktur der Energieflüsse wird stündlich dargestellt wobei der Unterschied zwischen Produktion und Verbrauch deutlich wird. Das unterstreicht die Notwendigkeit, Energieflüsse zwischen den Landesgrenzen mit zu berücksichtigen, um eine transparente CO_2 Berechnung zu ermöglichen. [9]

5.6.2 Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel der vorliegenden Untersuchung war es, die zu erwartenden Veränderungen nach Umsetzung der geplanten Maßnahmen zur Lastverschiebung zu bewerten. Ökologische Effekte wurden für den Strombereich und den Wärmebereich erwartet und ermittelt. Es sollte überprüft werden, ob und inwieweit die Verschiebung von Lasten einen Einfluss auf die CO_2-Bilanz der Region haben kann, wenn die Entscheidung über die Lastverlagerung ausschließlich aufgrund wirtschaftlicher Parameter erfolgt. Als Indikator wurde das Treibhauspotential gewählt und in Form von CO_2-Äqvivalenten berechnet und angegeben.

Die Systemgrenzen der ökologischen Bewertung wurden der untersuchten Region gleichgestellt, das Netzgebiet der Stadtwerke Hartberg. Da vorrangig die Bewertung des veränderten Energiesystems erfolgte, waren der Verbrauch in Verbringung mit der Erzeugung innerhalb des Netzgebietes von Interesse, aber ebenso Export und Import über die Netzgrenzen hinaus. Um die Wechselwirkung mit dem österreichischen Verbundnetz abzubilden, wurde der österreichische Energiemix herangezogen. Die zeitliche Betrachtung erfolgte für ein Kalenderjahr, die Daten für den österreichischen Strommix waren in Stundenwerten aufgelöst von ElecticityMap als Datensatz vorhanden [10].

5.6.3 Sachbilanz – Datenerhebung

In dieser Phase erfolgte das Erheben und Quantifizieren aller nötigen In- und Outputs, die über dem Lebensweg hinweg mit dem Produkt in Zusammenhang stehen. Für die Bewertung von Energiebereitstellung bedeutete das, dass auch die Anlagen und Verteilsysteme mit zu betrachten waren.

Als Input für die Bewertung diente der zeitliche Energieverbrauch (Lastprofile) vor und nach den Maßnahmen zur Lastverschiebung. Diese Lastprofile wurden gegenüber gestellt, um die Energiemengen, die von einem Zeitpunkt zu einem anderen Zeitpunkt verschoben wurden, zu ermitteln und entsprechend ökologisch zu bewerten.

Folgende Fälle wurden ganz allgemein berücksichtigt:

- Reduzieren der Verbrauchsmenge (Energiemenge A) zum Zeitpunkt T0: Bewertet mit dem AT-Strommix (bzw. AT-Grenzstrommix) zum Zeitpunkt T0 als ökologische Ersparnis (Gutschrift)
- Erhöhen des Verbrauches (Energiemenge A) zum Zeitpunkt T1: Bewertet mit dem AT-Strommix (bzw. AT-Grenzstrommix) zum Zeitpunkt T1, als ökologische Belastung
- Zusätzliche Eigenproduktion (Energiemenge B) mit Biogas-BHKW oder PV-Anlage zum Zeitpunkt T2: Bewertet mit den CO_2 Belastungen für die Produktion von elektrischer Energie, Energie aus BHKWs oder PV-Strom (Anlagengröße 5 kW_p; Datensatz aus der ecoinvent Datenbank).
- Eingesparte Energieproduktion (Energiemenge B) zum Zeitpunkt T2: bewertet mit dem AT-Strommix (AT-Grenzstrommix) zum Zeitpunkt T2, als ökologische Ersparnis (Gutschrift)

5.6.4 Wirkbilanz und Auswertung

Basierend auf den erhobenen Daten und Informationen wurden in dieser Phase die Umweltwirkungen erhoben. In der vorliegenden Untersuchung beschränkte sich das auf die Untersuchung der Klimawirksamkeit (Treibhauspotential).

Für die Bewertung der Klimawirksamkeit wurden verschiedene klimawirksame Gase betrachtet und in Form des GWP (global warming potential) angegeben. Das Treibhauspotential stellt den relativen Beitrag zum Klimaeffekt dar und wird in kg CO_2-Äquivalenten angegeben. Die Klimawirksamkeit verschiedener Treibhausgase wurde mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren definiert und dann zu Wirkungsindikatorergebnissen aggregiert. Den Daten zum Treibhauspotential des Strommixes der ElecticityMap liegen die Charakterisierungsfaktoren vom IPCC Report 2014 zu Grunde [11] [12].

Die Bewertung der Wärmebereitstellung und Infrastruktur, die nicht mit dem beschriebenen Strommix bewertet werden konnten, wurden mit Hilfe von Datensätzen aus der ecoinvent Datenbank modelliert. [13] Das betraf die Modellierung der PV-Anlagen, der BHKWs und des Biomassekessels. Die Berechnung der Wirkkategorien beruht auf der CML Methode in der Version von Jan. 2016 und wurde softwareunterstützt durchgeführt. Eine genaue Beschreibung der Methode ist im Dokumentationsreport und den dazugehörigen Abschnitten zu den Charakterisierungs- und Normalisierungsfaktoren zu finden [14].

Die Auswertung und Ergebnisse sind dem Kapitel 6.5 zu entnehmen.

5.7 Partizipation

Die partizipativen Maßnahmen erfolgten im Rahmen mehrerer Partizipationswellen. Zu Beginn des Projekts wurde mit der Stadtgemeinde Hartberg als politisch relevantem Stakeholder ein Workshop abgehalten, um die Stadtgemeinde über die geplante Umsetzung zu informieren und Unterstützung von kommunaler Seite zu erhalten.

In der Planungsphase wurde insbesondere die Bevölkerung für partizipative Maßnahmen herangezogen. In dieser Phase wurden zwei Partizipationsworkshops mit TeilnehmerInnen aus der Bevölkerung abgehalten.

5.7.1 1. Partizipationsworkshop mit den NutzerInnen

Der erste Partizipationsworkshop diente zur Vorstellung der geplanten Maßnahmen. Primäres Ziel war, bereits in der Planungsphase eine größtmögliche Teilnahmebereitschaft der NutzerInnen zu erhalten. Besonderes Augenmerk wurde auf die Ermittlung der Anforderungen an die technologische Lösung gelegt, die für die Entwicklung der Geschäftsmodelle verwendet werden sollten.

5.7.1.1 Methodische Vorgehensweise

Zur Bewerbung des Workshops wurden die NutzerInnen zunächst per adressiertem Brief, in weiterer Folge per telefonischem Nachruf informiert. Trotz dieser intensiven Aktivitäten haben lediglich elf NutzerInnen am 1. Partizipationsworkshop teilgenommen.

Der Workshop wurde von Martin Kröpfl (Stadtwerke Hartberg) moderiert (vgl. Abbildung 25). Nach allgemeinen Informationen zu Projekthintergrund und Ablauf wurde eine dreistufige Fragebogenerhebung durchgeführt (vgl. Anhang Kapitel 9.9.)



Abbildung 25: Projektvorstellung

Zunächst wurde in einer ersten Stufe versucht, unvoreingenommene Informationen über die persönliche Einstellung der NutzerInnen zu technologischen Innovationen zu erhalten. Es wurden dafür drei Subskalen „Neugierde", „Offenheit" und „Interesse" verwendet.

Nach der ersten Stufe wurden von Markus Puchegger (Forschung Burgenland) detaillierte Informationen über das Projekt und den Anwendernutzen bereitgestellt. Im Anschluss folgte die zweite Erhebungsstufe. Hierfür wurde ein World Café mit zwei Gruppen abgehalten, um die zuvor erhaltenen Informationen zu diskutieren und etwaige Skepsis auszuräumen (siehe Abbildung 26).

In der dritten Stufe wurde die Beantwortung des zu Beginn verteilten papiergebundenen Fragebogens fortgesetzt. Die Teilnehmer wurden gebeten, die Akzeptanz für die geplanten Maßnahmen darzulegen. Die Akzeptanz wurde anhand von vier Subskalen Nützlichkeit, Vertrauen, Benutzerfreundlichkeit und Zugänglichkeit gemessen.

Darüber hinaus waren die Anforderungen an die technologische Lösung, die für die Entwicklung von Geschäftsmodellen genutzt werden sollen, von besonderem Interesse. Daher wurde der Fragebogen durch spezifische Punkte für Systemanforderungen ergänzt. Beispiele sind "Stetig über meinen aktuellen Stromverbrauch informiert zu werden" und "Mit dem System eine rasche Kosteneinsparung erreichen".



Abbildung 26: Diskussionsrunde im Setting World Café

Die Teilnehmer wurden zudem nach der Intention gefragt, die vorgestellte Systemlösung zu nutzen und sich am Projektvorhaben zu beteiligen. Beispielhafte Fragen zur Nutzungsintention sind "Ich würde dieses Produkt anschaffen" und "Ich würde das vorgestellte Produkt nutzen".

Schließlich wurde der Workshop mit einem Ausblick auf die nächsten Schritte des Projekts abgeschlossen.

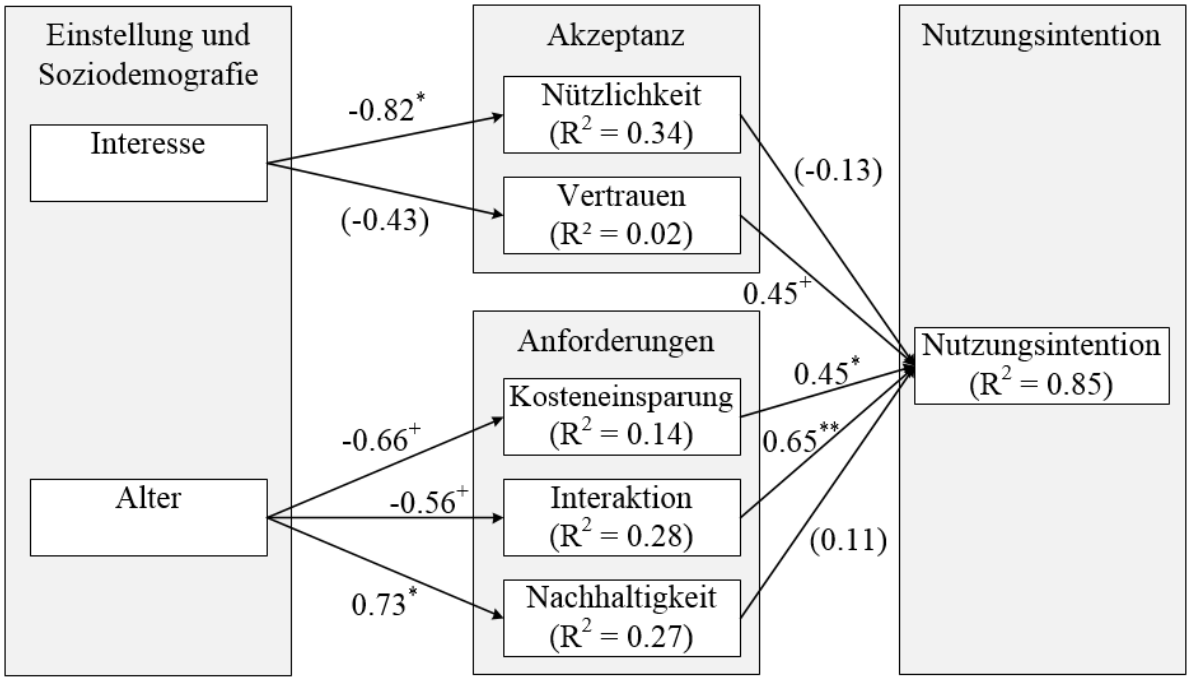
5.7.1.2 Ergebnisse

Über alle anwesenden TeilnehmerInnen des 1. Partizipationsworkshops konnte die Nutzungsintention zur vorgestellten Systemlösung als eher hoch interpretiert werden. Acht ProbandInnen tendieren zur Teilnahme am Projekt. Im Rahmen einer Pfandanalyse wurden Abhängigkeiten einzelner Merkmale aufeinander untersucht (vgl. Abbildung 27).

Während das Geschlecht der ProbandInnen weder die Akzeptanz noch die Anforderungen beeinflusst, zeigen die Ergebnisse, dass das Interesse einen signifikant negativen Einfluss auf die Akzeptanz hinsichtlich der empfundenen Nützlichkeit der Systemlösung hat (β = -0.82, p <0.05). Vertrauen, Benutzerfreundlichkeit und Zugänglichkeit werden weder durch Einstellungen noch durch demographische Merkmale wesentlich beeinflusst.

Hinsichtlich Anforderungen trägt höheres Alter zu tendenziell unwichtigerer Bedeutungen von Kosteneinsparung (β = -0,66, p <0,10) und Systeminteraktion (β = -0,56, p <0,10) bei, während die Nachhaltigkeit mit steigendem Alter wichtiger wird (β = 0,73, p <0,05). Die Bedeutung des Informationserhalts wird weder durch Einstellungen noch durch soziodemographische Merkmale wesentlich beeinflusst.

Darüber hinaus wurden mehrere Themen in einem World Café diskutiert. Es stellte sich heraus, dass Skepsis zu erhöhten Anforderungen für die Systemlösung führt. Die häufigsten Themen lassen sich in Kategorien einteilen wie Kosten ("das System sollte lukrativer sein als Photovoltaik und eine Heizpatrone", "es darf keine Mehrkosten geben"), Nachhaltigkeit ("Vorhersagen könnten dem System zusätzlich zur Verfügung gestellt werden"), Informationen ("Referenzwerte zum Vergleich meines Verbrauchs liefern") und Sicherheit ("Erforderlich zur Veröffentlichung des Verbrauchsverhaltens?", "Daten dürfen nicht an Dritte weitergegeben werden") in absteigender Reihenfolge.



+ p <0.10, * p <0.05, ** p <0.01, Beta-Werte in Klammern zeigen nichtsignifikante Effekte

Abbildung 27: Effekte der abgefragten Merkmale

Anschließend wurden die Auswirkungen der Akzeptanz und der Anforderungen auf die Nutzungsintention geprüft. Die Ergebnisse zeigen, dass die Abhängigkeit von der Akzeptanzdimension Vertrauen tendenziell die Nutzungsabsicht beeinflusst (β = 0,45, p <0,10), während die empfundene Nützlichkeit keinen signifikanten Einfluss auf die Nutzungsintention hat. Was die Anforderungen betrifft, so wird die Nutzungsabsicht wesentlich durch Kosteneinsparung (β = 0,45, p <0,05) und Interaktion (β = 0,65, p <0,01) beeinflusst. Nachhaltigkeit hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Nutzungsabsicht.

5.7.1.3 Schlussfolgerungen aus dem 1. Partizipationsworkshop

Aus dem 1. Partizipationsworkshop konnte festgestellt werden, dass die Nutzungsintention für die vorgestellte Systemlösung unter den Beteiligten ziemlich hoch war. Nichtsdestotrotz wurde vor allem im Rahmen der Diskussion ein erheblicher Grad an Skepsis festgestellt. Zu diesem Zweck bestätigten die Diskussionsergebnisse die ersten Teilergebnisse der Pfadanalyse zum Einfluss des Merkmals „Vertrauen" auf die Nutzungsintention, zumal Vertrauen ein Antonym zu Skepsis darstellt. Darüber hinaus wurden die Teilnehmer erstmals über die Systemlösung informiert, Kosten- und Sicherheitsbedenken waren die Folge. Dennoch wurden wertvolle Informationen über bedeutsame Anforderungen gesammelt, die die Lösung erfüllen musste. Die Pfadanalyse zeigte folglich, dass es signifikante Anforderungen gab, um die Nutzungsintention zu erhöhen. Wie erwartet, sollte die Systemlösung den privaten Endverbrauchern Kosteneinsparungen ermöglichen. Je mehr Interaktionsmöglichkeiten mit dem System bestehen, desto eher tendieren private EndanwenderInnen zur Nutzung der Systemlösung. Beide Indikatoren hängen vom Alter ab, was auch erwartet wurde. Vor allem jüngere Teilnehmer legen mehr Wert auf Einspar- und Interaktionsmöglichkeiten.

Die Ergebnisse konnten jedoch lediglich erste Anhaltspunkte für die Entwicklung der Systemlösung liefern und sind somit mit Vorsicht zu genießen, da aufgrund des geringen

Stichprobenumfangs die Gefahr von Fehlinterpretationen groß ist. Dennoch wurden Kosten und Einsparungen als zentrale Rolle für die TeilnehmerInnen interpretiert.

Auf Basis der Rückmeldungen konnte geschlossen werden, dass der 1. Partizipationsworkshop nicht das richtige Instrument war, um die Akzeptanz privater Endverbraucher zu erreichen. Nach neuerer Literatur kann der Einsatz von Beteiligungsverfahren zur Erreichung von Akzeptanz bei bereits etablierten Lösungen zu weiteren Herausforderungen führen. Relevante Teile der Gesellschaft werden oft auch nicht einbezogen. Darüber hinaus können auch soziale und psychologische Interessen und Ideen eine entscheidende Rolle spielen. In erster Linie nehmen private Endverbraucher oft nur für den Fall teil, dass sie direkt betroffen sind. Sie scheinen an Formaten mit einfachen Themen teilzunehmen, als an komplexen technischen Problemen wie dem Klimawandel und der Ressourcenknappheit.

So diente der 1. Partizipationsworkshop vielmehr als Instrument, um private EndnutzerInnen über die Systemlösung zu informieren, aufzuklären und Informationen über Anforderungen und Potenziale zu sammeln. Darüber hinaus boten die erhobenen Daten aus dem Workshop eine Grundlage für den Vergleich der Ergebnisse weiterer Untersuchungen. Zu diesem Zweck bestehen künftige Herausforderungen darin, kontinuierliche Beteiligungsprozesse sicherzustellen, um die Akzeptanz, die Identifikation und schlussendlich die Nutzungsintention zu erhöhen.

Es konnten erste Einblicke in die Zielgruppen und derjenigen Fakten erhalten werden, Auswirkungen auf die Teilnahme oder Nichtteilnahme dieser Gruppen haben könnten. Der kausale Zusammenhang zwischen Alter, Interaktion und Nutzungsintention zeigt Potenziale für zugängliche Zielgruppen wie die Generation Y oder auch später geborene Generationen, die eher jung und technikaffin sind. Diese Generation repräsentiert einen Anteil von rund 43% der Bevölkerung in der Steiermark.

5.7.2 2. Partizipationsworkshop mit den NutzerInnen

Im Rahmen des 2. Partizipationsworkshops wurden den NutzerInnen das fertige Produkt (Energiemanager und dazugehöriges Geschäftsmodell) und dessen Funktionsweise präsentiert. Die Veranstaltung fand unter dem Titel „Solar 2018" statt. Für diesen Workshop wurde ein größerer KundInnen-Kreis der Stadtwerke Hartberg, bestehend aus mehreren Privatpersonen, erreicht. Teilgenommen haben rund 100 Personen, von denen ein Großteil auch an den anschließenden Diskussionen beteiligt war.

Folgende Teilnehmer des Projektkonsortiums waren beim Workshop anwesend:

- Markus Puchegger (Forschung Burgenland) als Vortragender
- Martin Kröpfl (Stadtwerke Hartberg) als Vortragender
- Helmut Ritter (Stadtwerke Hartberg) als Vortragender
- Harald Wurzer (Stadtwerke Hartberg) als Vortragender
- Stefan Lorenzoni (Stadtwerke Hartberg) als Vortragender
- Alois Kraußler (4ward Energy Research) als Diskussionsteilnehmer
- Thomas Nacht (4ward Energy Research) als Diskussionsteilnehmer
- Rudolf Weißenbacher (Venios) als Diskussionsteilnehmer

Abbildung 28 zeigt die Einladung zum 2. Partizipationsworkshop.

5.7.2.1 Ablauf

Nachfolgend wird der Ablauf mit Begrüßung, den Vorträgen sowie einer anschließenden Diskussionsrunde dargelegt.

Die Begrüßung wurde durch den Geschäftsführer der Stadtwerke Hartberg, Mag. Stefan Lorenzoni durchgeführt. Während der Begrüßung wurde neben der Vorstellung der Vortragenden auch bereits auf das Projekt „Hybrid Grids DEMO" hingeleitet.



Abbildung 28: Einladung zum 2. Partizipationsworkshop

Ein einleitender Vortrag „Das energieautonome Gebäude" wurde von Ing. Mag. Gottfried Rotter (Geschäftsführer E-Marke Austria) gestaltet. In diesem Vortrag wurde die Wichtigkeit des elektrischen Stromes für die Energiewende erläutert.

In weiterer Folge wurde durch Ing. Helmut Ritter (Leitung Stromvertrieb Stadtwerke Hartberg) ein kurzer Überblick über alle Förderungen in Bezug auf Photovoltaik, Speicher und Energiemanager gegeben.

Im Vortrag „Eigenverbrauchsoptimierung in der Praxis" wurde der im Projekt „Hybrid Grids DEMO" entwickelte Energiemanager vorgestellt. Dazu wurde die Funktionsweise der Eigenverbrauchsoptimierung anhand von Praxisbeispielen demonstriert. Präsentiert wurde der Energiemanager von Ing. Harald Wurzer, Leiter des Elektroinstallationsbetriebes der Stadtwerke Hartberg.

Im letzten Programmpunkt des Abends wurde der aktuelle Stand des Projektes "Hybrid Grids DEMO" vorgestellt. Markus Puchegger und Martin Kröpfl erklärten die Funktionsweise des „zentralen Optimierers" und die Zusammenwirkung mit den dezentralen Energiemanagern. Außerdem wurde die Wirtschaftlichkeit inklusive einer Sonderförderung für dieses neu entwickelte System präsentiert.



Abbildung 29: Präsentation des Geschäftsmodells „Hybrid Grids DEMO"

Im Anschluss an die Präsentationen im Kinosaal des MAXOOM Hartberg fanden im Foyer ausgiebige Diskussionen mit den BesucherInnen statt. Die Funktionsweise des zentralen Optimierers und der dezentralen Energiemanager wurden größtenteils verstanden und es gab auch einige Interessensbekundungen für die Teilnahme am Demonstrationsprojekt. Im Nachgang zur Veranstaltung wurde durch den Vertrieb der Stadtwerke Hartberg gezielt auf die Teilnehmer der Veranstaltung zugegangen, um die entwickelte Lösung im Rahmen des Projekts an die KundInnen zu bringen.



Abbildung 30: Gespräche mit KundInnen

5.7.2.2 Schlussfolgerungen aus dem 2. Partizipationsworkshop

Der 2. Partizipationsworkshop war von regem Interesse der NutzerInnen gekennzeichnet. Rund 100 KundInnen der Stadtwerke Hartberg haben an der Veranstaltung teilgenommen. Im Gegensatz zum 1. Partizipationsworkshop wurde nun eine konkrete Systemlösung (Energiemanager samt zugehöriges Geschäftsmodell) vorgestellt, die das Interesse der NutzerInnen geweckt hat. Die Ergebnisse aus dem 1. Partizipationsworkshop konnten für die inhaltlichen Schwerpunkte der Vorträge genutzt werden. Um eine hohe Nutzungsintention zu erreichen, wurden die Vorträge auf relevante Inhalte hinsichtlich Kosteneinsparungen und Interaktionsmöglichkeiten der NutzerInnen mit der Systemlösung konzipiert.

B.6 Ergebnisse des Projekts
Umsetzung des Energieschwamms und Erkenntnisse aus dem Testbetrieb

6.1 Implementierung des zentralen Optimierers und Anbindung der Flexibilitäten

Die Umsetzung des in Kapitel 5.2 beschriebenen zentralen Optimierers erfolgte durch schrittweises Aufbauen und Testen der benötigten Kommunikationsverbindungen (Abbildung 31) sowie der Implementierung und Erprobung des Optimierungsbetriebs.

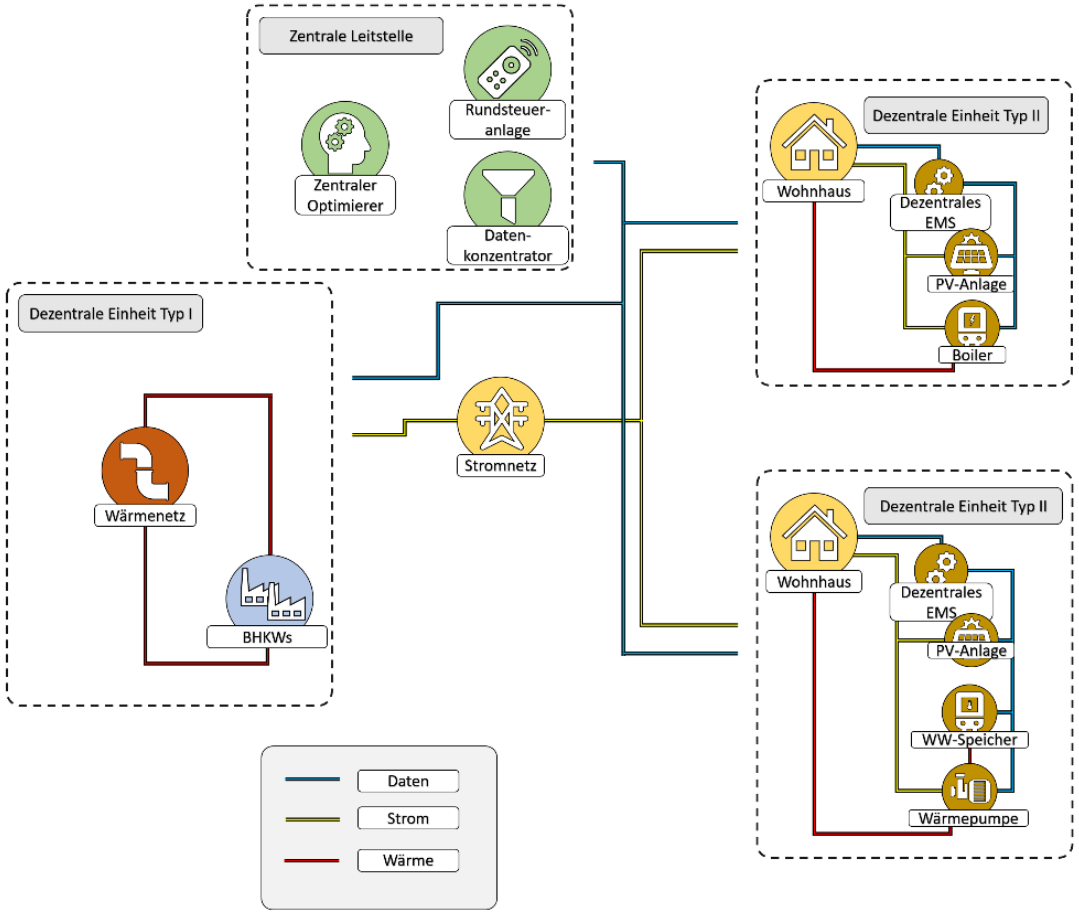


Abbildung 31: Umsetzung Hybrid Grid Demo System

6.1.1 Anbindung Wärmenetz

Um die Komponenten des Wärmenetzes miteinander zu verbinden und zentral zu optimieren (Abbildung 32), wurden Schnittstellen zu folgenden Systemen geschaffen:

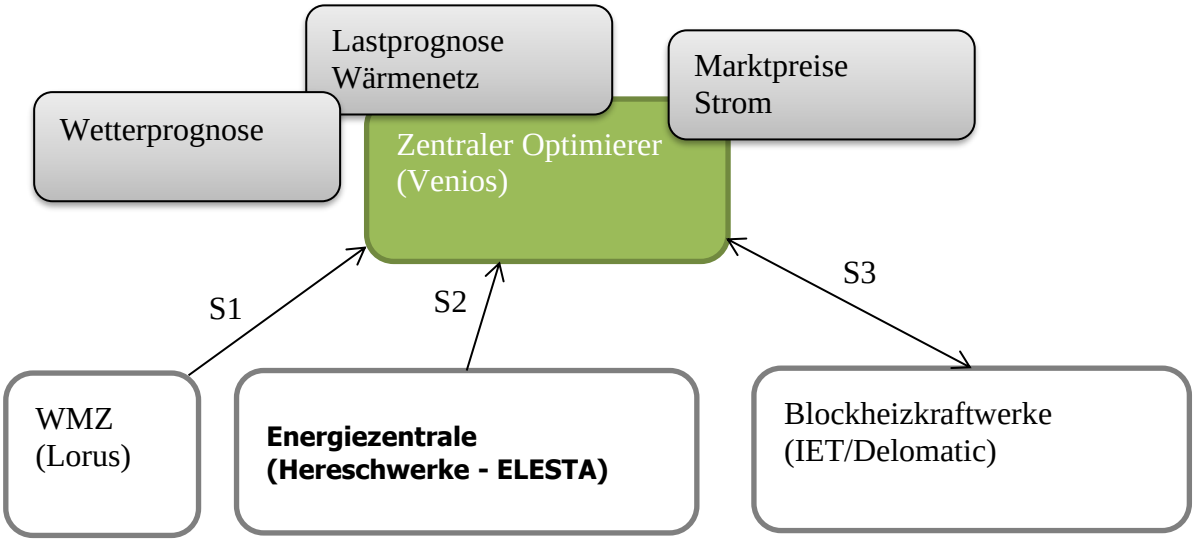


Abbildung 32: Wärmenetzkomponenten

- Wärmemengenzähler (WMZ) – Ista Lorus (S1)
- Energiezentrale – Hereschwerke ELESTA (S2)
- Blockheizkraftwerke (BHKW) – IET/Delomatic (S3)

6.1.1.1 Zentraler Optimierer Venios

Für eine prädiktive Steuerung der Wärmelasten wurden Wettervorhersagen aus dem Venios-System genutzt, um Wärme- und Kältelastprognosen für den zu optimierenden Zeitraum zu erstellen (vgl. Kapitel 6.3). Außerdem wurden Spotmarktpreise für Strom erhoben. Zusammen mit den gemessenen Daten über den Systemzustand konnten so optimierte Entscheidungen über den Einsatz der BHKW getroffen werden. Es wurde hierbei keine detaillierte Regelung durchgeführt, sondern lediglich Sollwertvorgaben übermittelt.

6.1.1.2 Wärmemengenzähler

Die Verbrauchswerte des thermischen Netzes wurden über Wärmemengenzähler (WMZ) erfasst und über ein M-Bus-System mittels der Lorus Software ausgelesen. Die WMZ befinden sich vorwiegend im Nordteil des Wärmenetzes bzw. dem Kältenetz sowie in der Energiezentrale. Die Lorus Software wurde auf einem Rechner in der Technikzentrale des Büroturms II betrieben.

Die Anbindung der Messdaten erfolgte über Netzwerkzugriff auf die von der Lorus Software erstellten Protokolle, welche als strukturierte Datentypen im CSV-Format vorlagen.

6.1.1.3 Energiezentrale

Die Regelung der Energiezentrale erfolgt durch die Software ELESTA. Die Blockheizkraftwerke sowie die Vorlauftemperatur der Kältemaschine werden nicht von dieser

Software geregelt. Wichtige Systemgrößen waren hier vor allem Speichertemperaturen und Leistungsüberschüsse.

Auf die Daten der Energiezentrale wurde über das Modbus-Protokoll zugegriffen.

6.1.1.4 Blockheizkraftwerke

Die BHKW besitzen einen eigenen Regler mit CAN-Bus Schnittstelle. Es besteht eine Kommunikationsanbindung zur Biogasanlage, welche eine Leistungsteuerung der BHKWs in Abhängigkeit der Gasproduktion erlaubt.

Zu den BHKW wurden ebenfalls Verbindungen über Modbus aufgebaut, welche in diesem Fall auch bidirektional zur Übermittlung von Sollwertvorgaben genutzt wurden.

6.1.1.5 Auszutauschende Daten

Nachfolgenden sind die Daten beschrieben, die über die Kommunikationsschnittstellen ausgetauscht wurden. Die Schnittstellen S1 bis S3 entsprechen der Systemübersichtsgrafik (Abbildung 32).

S1. Wärmeleistungen, Volumenströme und Temperaturen an den Blockheizkraftwerken, Wärme- und Kältenetz, Absorber sowie Biomassekessel

S2. Temperaturen an Pufferspeicher, Biomassekessel, Wärmenetz, Kühlturm, Kältemaschine sowie Biogasanlage

S3. Wirkleistung, Energie, Betriebsstunden und Kühlwassertemperaturen sowie Leistungswerte als Sollwertvorgaben

6.1.2 Anbindung Wohnhäuser

Im Testgebiet anzusteuernde Wohnhäuser wurden auf zwei verschiedene Arten an den zentralen Optimierer angebunden. Einzelne Testobjekte, welche mit Loxone Hausautomationssystemen ausgestattet sind, wurden direkt messtechnisch erfasst und deren Wärmeerzeugung optimiert. In einem größeren Rahmen wurden verschiedene, von der Rundsteueranlage angesprochene, Verbrauchergruppen bezüglich ihres Energiebezugs wirtschaftlich optimiert.

6.1.2.1 Loxone Hausautomationssystem

Die Testgebäude wurden über ihren Loxone-Miniserver angesprochen, wobei die Verbindung zu diesem über ein RFC6455-WebSocket aufgebaut wurde. Die Authentifizierung erfolgte über einen X.509-kodierten PublicKey und RSA-Verschlüsselung eines AES256-Keys als SessionKey.

Da die Testgebäude von ihrer peripheren Hardware her unterschiedlich aufgebaut waren, wurden verschiedenste Messwerte erfasst und verarbeitet, u.A.:

- Temperatur Warmwasserboiler
- Raumtemperatur
- Elektrischer Energieverbrauch
- Elektrische Energieerzeugung (Photovoltaik-Anlage)

- Netzfrequenz
- Wetterdaten (Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Helligkeit)

Der Optimierer berücksichtigte neben den gemessenen Daten eine Wetterprognose zur Schätzung der Erzeugung aus Photovoltaik sowie Spotmarktpreise für Strom zur wirtschaftlichen Optimierung des Einsatzes der Wärmeerzeuger (vgl. adaptierte Steuerungslogik, Kapitel 9.8).

Das resultierende Steuersignal wurde an den Loxone-Miniserver übermittelt, welcher dies als Empfehlung für den Einsatz der Wärmeerzeuger übernehmen konnte.

6.1.2.2 Rundsteueranlage

Die Anbindung der Rundsteueranlage erfolgte über ein Mail-Interface, welches nach Bekanntgabe der Spotmarktpreise die optimalen Zeitfenster bezüglich der einzelnen Verbrauchergruppen für die kommende Nacht übermittelt (vgl. Kapitel 5.2).

6.1.3 Anbindung Ortsnetzstationen

Zur Unterstützung der Modellbildung des Netzzustandes durch Venios Energy Platform (VEP) wurden an ausgewählten Trafostationen folgende Messungen (jeweils pro Phase und aggregiert) installiert:

- Spannung
- Strom
- Scheinleistung
- Wirkleistung
- Blindleistung

Die Messungen wurden laufend im 5-Minutentakt durchgeführt, verarbeitet wurden die Daten seitens VEP in 15 Minuten-Intervallen. Die Messwerte von den verschiedenen Stationen wurden zentral auf einem Datenbankserver der Stadtwerke gespeichert bzw. verwaltet. Zur Verbindung mit den Messgeräten wurde die vorhandene Netzwerkstruktur der Stadtwerke verwendet. Die Übertragung der Daten an VEP erfolgte über das Auslesen der SQL-Datenbank durch den Datenkonzentrator.

6.1.4 Datenkonzentrator

Die beschriebenen Kommunikationsverbindungen wurden allesamt zum Datenkonzentrator, welcher in den Serverräumen der Stadtwerke verortet ist, realisiert. Für die Verbindung zu Venios Energy Platform mittels Virtual Private Network (VPN) wurde 2.048 Bit RSA-Verschlüsselung sowie die SHA-1 Hashfunktion zur Datenauthentifizierung genutzt.

Die Datenverarbeitung zur zentralen Optimierung erfolgte mittels der Microsoft Azure Cloud-Umgebung in europäischen Rechenzentren mit lokaler Redundanz unter Einhaltung der Cloud-Security und -Privacy Normen ISO/IEC 27017 und 27018.

6.2 Umsetzung im EndkundInnenbereich

Zur Realisierung der in Kapitel 5.3 beschriebenen Flexibilisierung des (elektro-)thermischen Verbraucher waren entsprechende technologischer Komponenten, die Bereitschaft von Probanden, die an dem Projekt teilhaben wollen, sowie die tatsächlichen Installation und Inbetriebnahme der Komponenten notwendig. Nachfolgend werden die einzelnen Schritte hin zur Realisierung des Ansatzes für EndkundInnen dargestellt.

6.2.1 Geplante Erweiterung der Haushalte

Im Vorfeld der Demonstration wurden die generelle Ansteuerbarkeit der (elektro-)thermischen Flexibilitäten, sowie die Verfügbarkeit der einzelnen Flexibilitäten im Untersuchungsgebiet analysiert. Diese Analyse umfasste lediglich die grundlegende Ansteuerbarkeit der Flexibilitäten und kam zu dem Ergebnis, dass:

- Infrarotheizungen im Demonstrationsgebiet keine Rolle spielen, weshalb sie in weiterer Folge für die Umsetzung vernachlässigt wurden,
- Nachtspeicheröfen sich nicht ohne Weiteres extern steuern lassen, da für jeden Typ von Nachtspeicherofen eine individuelle Lösung hinsichtlich der Ansteuerung realisiert werden müsste und Veränderungen der Einstellungen durch KundInnen nicht rückgespielt werden können, was die Erstellung einer Optimierungslogik als nicht zielführend erscheinen ließ.

Daher wurden für den Demonstrationsbetrieb ausschließlich Warmwasserboiler und Wärmepumpen als Flexibilitäten berücksichtigt. Zur einfacheren Kategorisierung wurden zwei Gebäudetypen identifiziert, die häufig im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hartberg vorkommen. Je Gebäudetyp wurde ein Aufrüstungskonzept entwickelt, welches nachfolgend beschrieben wird.

Häuser mit PV-Anlage und Boiler

Die erste Gebäudekategorie umfasst Wohnhäuser mit PV-Anlagen und Warmwasserboiler, siehe Abbildung 33. Für die Flexibilitätsnutzung relevant ist hier der Warmwasserboiler. Soll das volle Optimierungsspektrum genutzt werden, sollte das Gebäude ebenfalls über eine PV-Anlage verfügen.

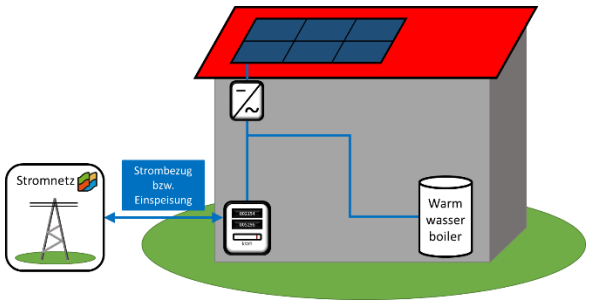


Abbildung 33: Ausgangssituation für Hauser mit Warmwasserboiler

Gebäude dieser Art sollen mit neuer Hardware ausgestattet werden. Der Zustand im Endausbau der notwendig Mess- und Regelungstechnik (Energiemanager) ist in Abbildung 34 dargestellt. Die notwendigen Komponenten umfassen:

- Energiemanager (Loxone Miniserver)
- Modbus Extension
- Modbus Energiezähler
- Thyristorsteuerung für den Warmwasserboiler

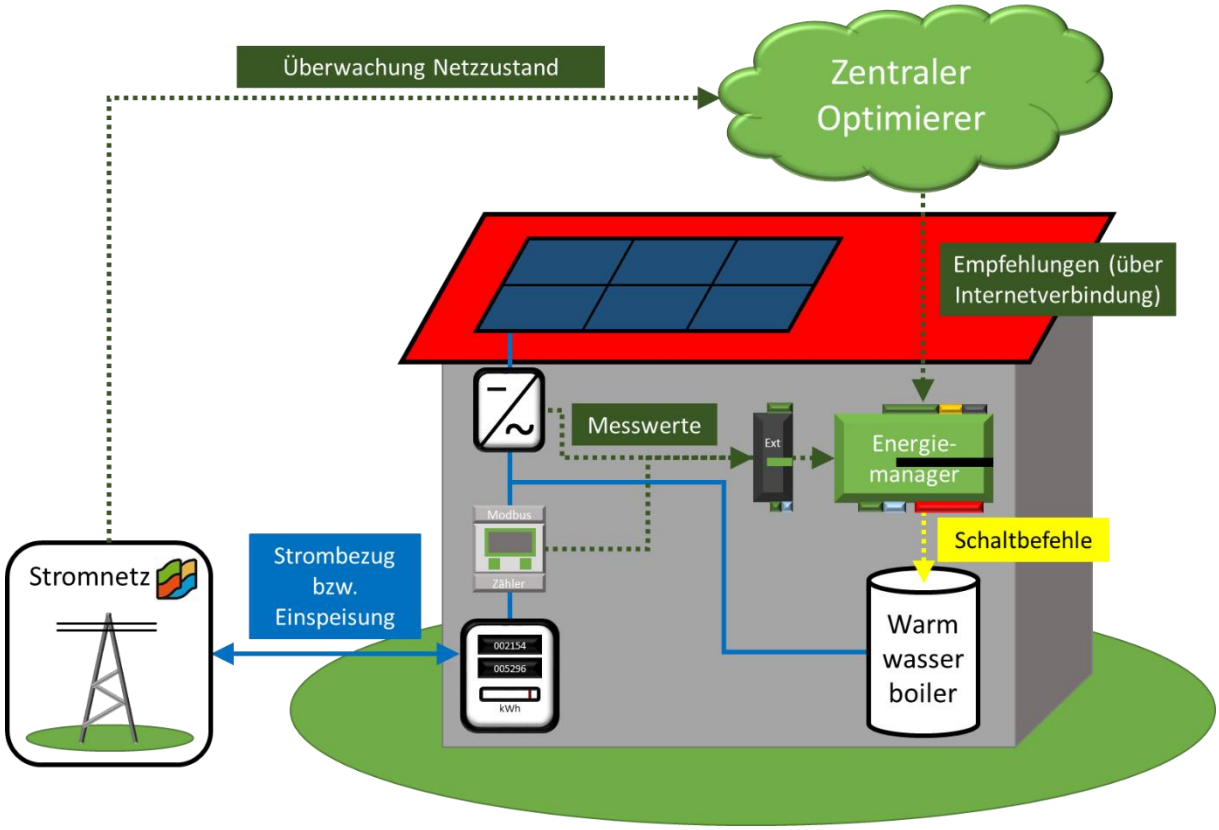


Abbildung 34: Ausbausituation für Hauser mit Warmwasserboiler

Messkonzept:
Das Messkonzept sieht vor, dass die elektrische Residuallast (Erzeugung – Last) sowie die Erzeugung der PV-Anlage erfasst werden. Genauso soll zumindest, je nach Aufbau des hydraulischen Systems, zumindest ein Temperaturwert im Warmwasserboiler erfasst werden.

Regelungskonzept:
Die gebäudeinterne Regelung funktioniert ausschließlich über den Energiemanager (Loxone Miniserver), der auf Basis der Messsignale und externen Empfehlungen ein Regelsignal an den Warmwasserboiler sendet. Je nach Aufbau des Systems (mit Thyristor oder ohne) wird ein simpler EIN/AUS-Befehl oder ein 0-10 V_{DC} Signal (entspricht 0 – 100 % der Leistung des Boilers über die Thyristorsteuerung) verschickt.

Kommunikationskonzept:
Die zusätzlich eingebauten Mess- und Regelungsgeräte kommunizieren ausschließlich mit dem Loxone Miniserver. Dieser wiederum ist via WLAN bzw. direkt mit dem Internet verbunden und kommuniziert so mit dem zentralen Optimierer.

Die Installation und Inbetriebnahme der Komponenten sind mit Kosten verbunden. Eine Abschätzung dieser Kosten für diesen Gebäudetyp ist in Tabelle 4 dargestellt, die Kosten belaufen sich auf rund € 3.600, die je nach Geschäftsmodell von entweder den Stadtwerken oder dem/der Endkunden/in zu tragen sind. Als Zusatznutzen für die EndkundInnen können sowohl der Loxone-Miniserver als auch der Modbus-Energiezähler für weitere Funktionen hinsichtlich Energieeffizienz und Komfortsteigerung im Gebäude genutzt werden.

Tabelle 4: Kosten für die Installation und Inbetriebnahme der Komponenten zur Flexibilisierung von Haushalten mit Warmwasserboiler

Investitionskosten	
Bezeichnung der Investitionskosten	**PLAN-Kosten in €**
VPN Gateway(optional)	170
Modbus Extension	195
Modbus Energiezähler 3-Phasig	256
Miniserver	426
Thyristorsteller 3kW 16A	211
Heizschütz	38
Heizstab mit Thermostat	199
Verkabelungs- und Kleinmaterial	145
1.640	

	Personalkosten		
Funktion	**Stundenaufwand**	**Stundensatz**	**Geplante Kosten in €**
Elektrotechniker	25	42	1.050
Planer	15	59	885
1.935			

Häuser mit PV-Anlage und Wärmepumpe

Die zweite Gebäudekategorie umfasst Wohnhäuser mit PV-Anlagen und Wärmepumpen für die Raumheizung, siehe Abbildung 35. Für die Flexibilitätsnutzung relevant ist hier die Wärmepumpe als Wärmeerzeuger und entweder ein Warmwasserspeicher und/oder die thermische Masse des Gebäudes als Speicher. Soll das volle Optimierungsspektrum genutzt werden, sollte das Gebäude ebenfalls über eine PV-Anlage verfügen.

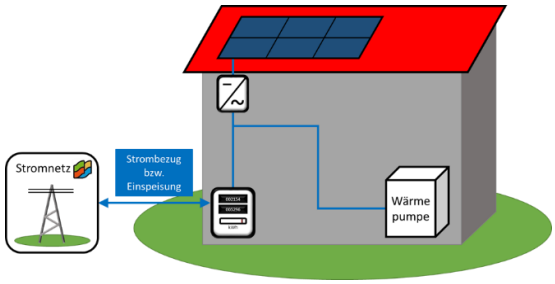


Abbildung 35: Ausgangssituation für Hauser mit Wärmepumpe

Analog zu den Häusern mit PV-Anlage und Warmwasserboiler sollen auch hier zusätzliche Komponenten installiert werden, die sich mit dem vorherigen Beispiel decken. Die Ausnahme bildet die Thyristorsteuerung, da diese für die Ansteuerung der Wärmepumpe nicht relevant ist, siehe Abbildung 36.

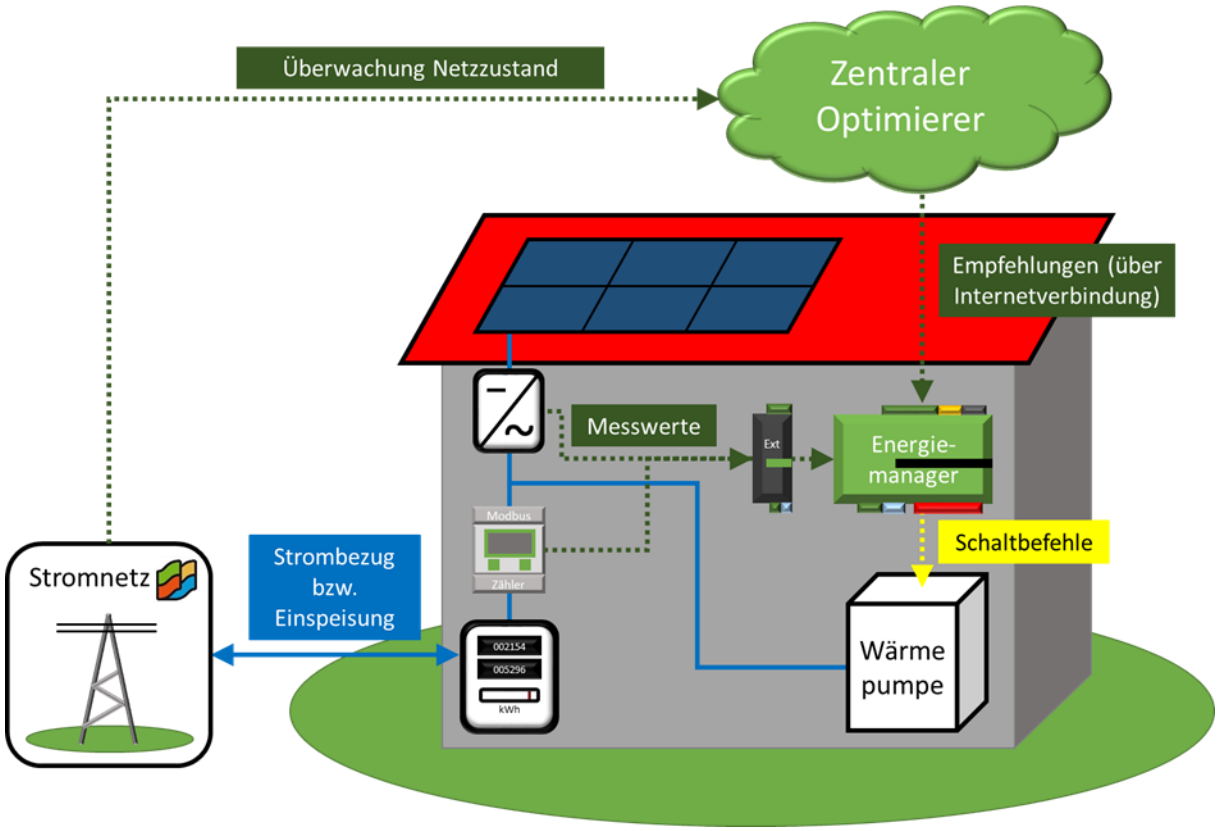


Abbildung 36: Ausbausituation für Hauser mit Wärmepumpe

Einbindung der Wärmepumpe

Anders als beim Heizstab, der über eine Tyhristor-Steuerung eingebunden werden kann, gibt es bei der Wärmepumpe unterschiedliche Varianten der Einbindung:

- **Einbindung in Energiemanagementsysteme:**
  Durch Einbindung der Photovoltaikanlage über ein Energiemanagementsysteme (Smart Home System) an die Wärmepumpe kann eine direkte Steuerung mittels Kommunikation per Datenaustauschprotokoll (SEMP oder EEBUS/SPINE) erfolgen. Der dabei erforderliche Energiemanager gibt dabei über die Datenverbindung die verfügbare Überschussleistung (oder das Signale einer externen Optimierung) an die Steuerung der Wärmepumpe weiter, welche sich an diese Vorgabe richtet und gezielt den Eigenverbrauch steigert. Die Wärmepumpe benötigt dafür eine Kommunikationsschnittstelle/Interface welche den Datenaustausch ermöglicht (Bsp. Stiebel Eltron IST Web oder EIM Software Modul).
  Vorteil hierbei ist, dass sich die Wärmepumpe bei dieser Art der Steuerung bei ihrer Leistungsaufnahme nach den Vorgaben eines Energiemanagers und damit dem tatsächlichen Überschussstrom richtet. Voraussetzung dafür ist, dass die Wärmepumpe technologisch gesehen, die Leistungsvorgabe des Energiemanagementsystems interpretieren kann.

- **Smart Grid Ready Schnittstelle:**
  Die SG Ready Funktion stellt vier Betriebszustände dar, in welche die Wärmepumpe durch aktive externe Schalthandlungen versetzt werden kann. Durch jene Zustände kann die elektrische Leistungsaufnahme zeitlich begrenzt, wahlweise gesteigert oder

auch reduziert werden. Diese sogenannte schwellenbasierte Lösung stellt einen definierten Standard dar, mit welchem über potentialfreie Kontakte bei Überschreiten einer bestimmten Leistung am Wechselrichter eine Sollwerterhöhung an die Wärmepumpe übertragen wird. Für die reine Eigenverbrauchsoptimierung schalten die Relais immer dann, wenn eine bestimmte PV-Leistung erzeugt wird. Das Einschaltkriterium kann dabei alternativ auch vom Energieversorger an die Wärmepumpe übertragen werden. Durch den SG Ready Eingang wird vorübergehend eine höhere Solltemperatur aktiviert. Die Wärmepumpe wird bei Unterschreitung dieser Temperatur zwangsläufig eingeschaltet. Der Vorteil dieser Variante liegt in der kostengünstigen und einfachen Integration. Nachteilig dabei ist, dass keine leistungsbezogene Steuerung bei Inverter Wärmepumpen möglich ist.

Die Idee bei leistungsgeregelten Wärmepumpen ist, dass die Leistung des Verdichters automatisch an den PV-Überschuss angepasst wird. Durch Vorgabe eines Fremdstromanteils kann zudem festgelegt werden wie hoch der maximale Anteil des Netzstromes sein darf, falls die Leistung der Photovoltaikanlage nicht ausreicht.

Bei Erreichen des angehobenen Temperatorsollwertes endet der Betrieb mit Eigenstromnutzung. Sollten spezifische Bedingungen während der Beheizung nicht mehr erfüllt sein, wird die Beheizung bis zum Standardsollwert unter Zuhilfenahme von Netzstrom fortgesetzt und danach beendet. Sämtliche Freigaben können auch für eine Kühlung erfolgen.

Wärmepumpen ohne Leistungsregelung (ON/OFF Betrieb) befinden sich solange in Betrieb, bis die Mindestanforderungen an die Verdichterlaufzeiten erreicht sind, auch wenn die Einschaltkriterien für die Freigabe nicht mehr erfüllt sind. Erst nach Ablauf der Mindestlaufzeiten, wird die Beheizung beendet.

Die restlichen Konzepte sind analog zur vorherigen Version. Eine Abschätzung der Kosten wird in Tabelle 5 dargestellt und belaufen sich in Summe auf etwa € 3.400. Auch hier ist als Zusatznutzen für die EndkundInnen die Nutzung des Loxone-Miniservers und des Modbus-Energiezähler für weitere Funktionen hinsichtlich Energieeffizienz und Komfortsteigerung im Gebäude zu nennen.

Tabelle 5: Kosten für die Installation und Inbetriebnahme der Komponenten zur Flexibilisierung von Haushalten mit Wärmepumpe

Investitionskosten	
Bezeichnung der Investitionskosten	**PLAN-Kosten in €**
VPN Gateway(optional)	170
Modbus Extension	195
Modbus Energiezähler 3-Phasig	256
Miniserver	426
Verkabelungs- und Kleinmaterial	349
	1.441

	Personalkosten		
Funktion	**Stundenaufwand**	**Stundensatz**	**Geplante Kosten in €**
Elektrotechniker	25	42	1.050
Planer	15	59	885
			1.935

Weitere Varianten:
Es sind ebenfalls Kombinationen der beiden Gebäudevarianten möglich, die dafür notwendigen Komponenten und Kosten ergeben sich aus den Einzelvarianten.

Empfänger der Rundsteueranlagen

Die bestehende Rundsteueranlage musste erweitert werden, um an den zentralen Optimierer angebunden werden zu können, da ursprünglich Schaltzeitpunkte nur händisch eingetragen werden konnten. Um eine Anbindung an den zentralen Optimierer zu ermöglichen, war die Anschaffung eines neuen Rundsteuerkommandogeräts notwendig. Dieses besitzt eine genormte Hostschnittstelle (IEC 60870-5-104), durch die der zentrale Optimierer verschiedene Lastgruppen flexibel ansprechen und steuern kann. Abbildung 37 zeigt den Informationsfluss aus dem zentralen Optimierer über die Rundsteueranlage zu den EndkundInnen.

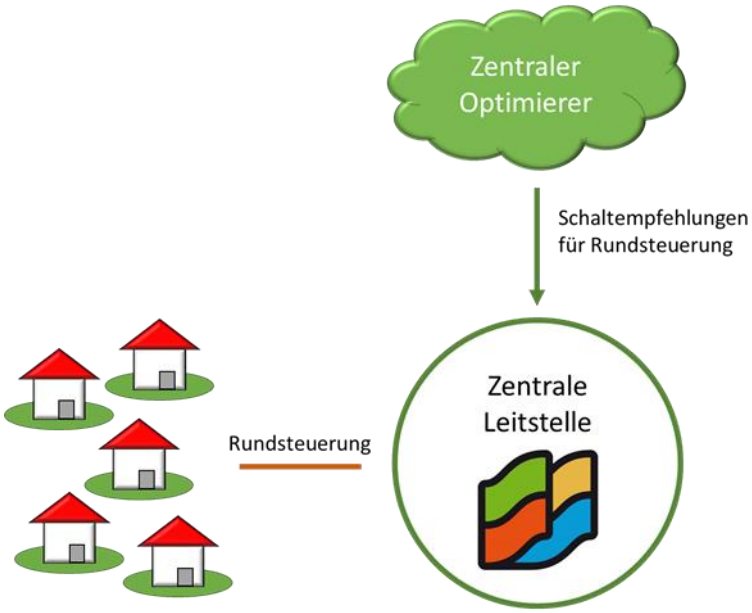


Abbildung 37 Einbindung der Rundsteueranlage

6.2.2 Partizipative Einbindung von Endkunden/innen

Bereits im Vorfeld der Projektentwicklung wurden verschiedene Gebäude für eine Demonstration identifiziert, jedoch standen diese zu Beginn der Demonstrationsphase nicht mehr uneingeschränkt für das Konsortium zur Verfügung. Aus diesem Grund wurde ein großangelegte Werbeoffensive durch die Stadtwerke Hartberg gestartet, in der man auf die Suche nach potenziellen Anwendern/innen der im Projekt entwickelten Technologie ging.

Im Rahmen der Werbeoffensive wurden den Kunden/innen der Stadtwerke Hartberg umfassende Informationen und attraktive Angebote zur Teilnahme an der Demonstrationsphase angeboten, siehe Abbildung 38.



Abbildung 38: Angebot der Stadtwerke Hartberg zur Teilnahme an der Demonstrationsphase des Projektes Hybrid Grids Demo

Während mehrerer Präsentationen, siehe Abbildung 39, wurden die Komponenten und Vorteile durch die Nutzung des Energiemanagers vorgestellt und diskutiert. Um die Anwesenden von der Teilnahme an der Demonstrationsphase zu überzeugen, wurde ein Innovationsbonus von € 1.000 in Aussicht gestellt.

Schlussendlich konnten **4 Gebäudeeigentümer** für die Demonstration der Einzelanwendung gefunden werden. Weiters wurden **823 Wohneinheiten** für die optimierte Steuerung mittels Rundsteuersignal identifiziert.



Abbildung 39: Impressionen der Solar 2018

6.2.3 Gebäude für den Demonstrationsbetrieb

Aus dem Prozess der Endkunden/innen-Eindbindung konnten vier Gebäude – diese werden aus datenschutztechnischen Gründen in weiterer Folge als Gebäude 1 bis Gebäude 4 bezeichnet – akquiriert werden, die für die Installation und den Test des HGD-Ansatzes zur Verfügung standen.

Gebäude 1

Bei Gebäude 1 handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 300 m², welches ursprünglich im Jahr 1980 errichtet wurde und 2007 umgebaut wurde. 2017 folgte ein Zubau von 110 m². In dem Gebäude leben derzeit 6 Personen. Das Gebäude verfügt über eine PV-Anlage (Ost/West-Ausrichtung) mit einer installierten Leistung von 6.3 kW_P. Das hydraulische Schema des Hauses ist in Abbildung 40 dargestellt.

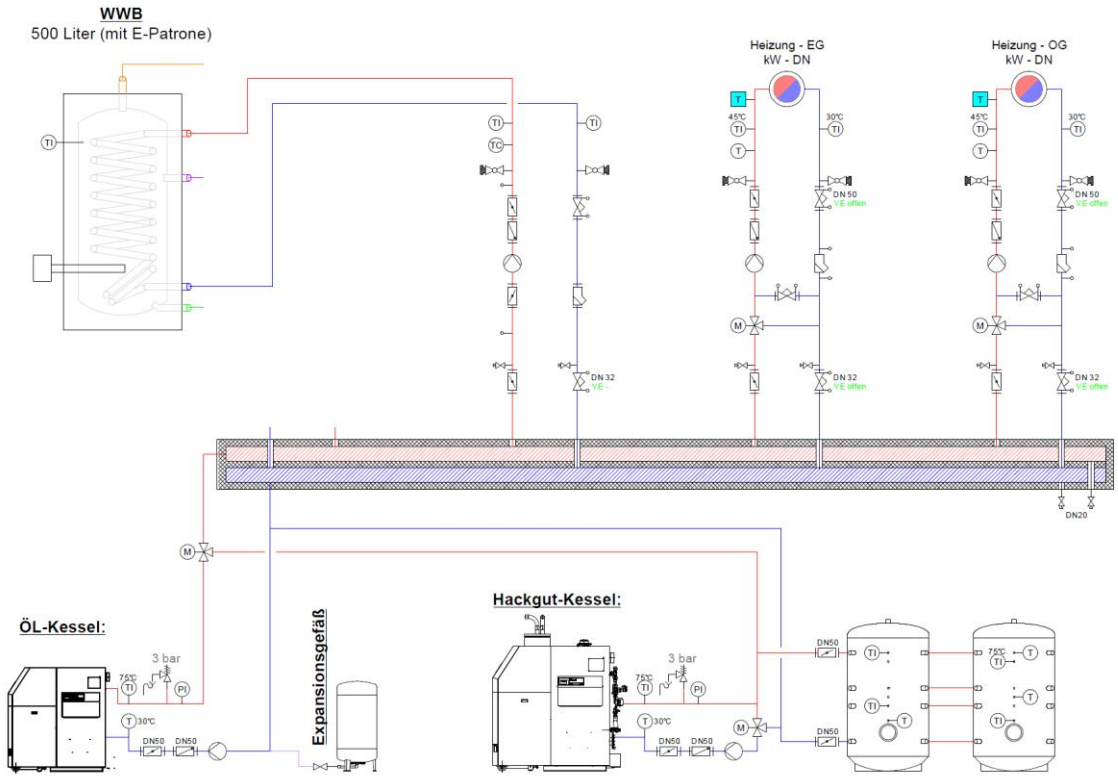


Abbildung 40: Hydraulisches Schema Gebäude 1

Aus Sicht des Projektansatzes und des zentralen Optimierers sowie der Stadtwerke Hartberg war dieses Gebäude nur mäßig für eine Einbindung interessant, was damit zu begründen war, dass sowohl Warmwasser als auch die Heizwärme durch einen Hackgut-Kessel sowie einen Ölkessel erzeugt werden. Die einzige aus Projektsicht relevante Flexibilität ist der 500 L Warmwasserboiler. Dieser darf jedoch nur dann eingesetzt werden, wenn PV-Überschuss vorhanden ist.

In Gebäude 1 war bereits vor Start der Demonstrationsphase ein Loxone-System vorhanden, welches auch die Steuerung des Heizstabes im Boiler durchführt. Eine Optimierung des Einsatzes machte für diese Gebäude demnach keinen Sinn, jedoch wurde dieses Gebäude herangezogen, um die Kommunikation zwischen zentralem Optimierer und dezentraler Intelligenz zu testen.

Gebäude 2:

Bei Gebäude 2 handelt es sich um einen Neubau (BJ 2013) mit einer Wohnfläche von 160 m². Das Gebäude wird von vier Personen bewohnt und verfügt über eine 5 kW_P PV-Anlage, die südseitig ausgerichtet ist. Das hydraulische Schema des Hauses ist in Abbildung 41 dargestellt. Das Gebäude verfügt über eine Wärmepumpe (Erde-Wasser) welche für die Warmwasser- und Heizwärmeversorgung zuständig ist. Zusätzlich verfügt das Gebäude über einen Heizstab für die Warmwasseraufheizung. Das Warmwasser wird in einem 300 l Pufferspeicher gespeichert.

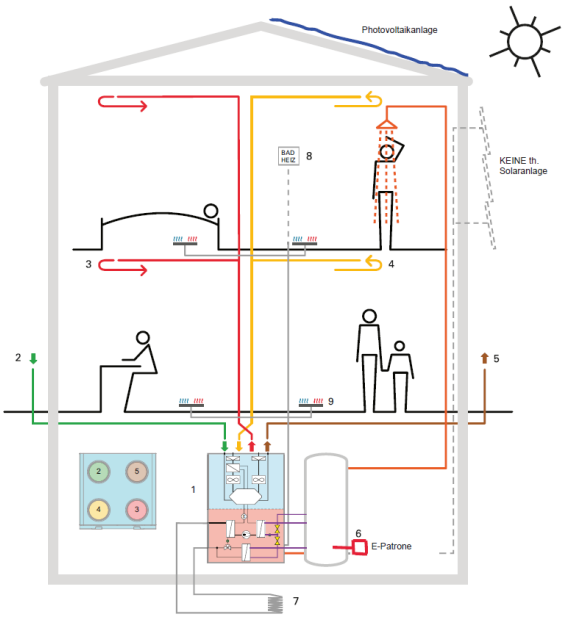


Abbildung 41: Hydraulisches Schema Gebäude 2

Das Gebäude verfügte ebenfalls bereits teilweise über ein Loxone Energiemanagement-System, welches jedoch um die Mess- und Übertragungskomponenten erweitert werden musste. Bis die Komponenten verfügbar und installiert waren konnten keine Messungen oder Steuerungen der Wärme-/Warmwassererzeugung durchgeführt werden.

Gebäude 3

Das Gebäude 3 ist wiederum ein Einfamilienhaus, welches im Jahr 2014 errichtet wurde und über eine Wohnfläche von 190 m² verfügt. Aktuell wird das Gebäude von zwei Personen bewohnt. Für die erneuerbare Stromversorgung steht eine 5 kW_P PV-Anlage, die südlich ausgerichtet ist, zur Verfügung. Für die Wärme- und Warmwasserversorgung wird eine Erd-Wasser-Wärmepumpe verwendet, weiters verfügt die Wärmepumpe über einen Heizstab. Das Gebäude ist mit einem 1.000 l Pufferspeicher ausgestattet, welcher sowohl für Warmwasser als auch für die Heizung verwendet wird, siehe Abbildung 42.

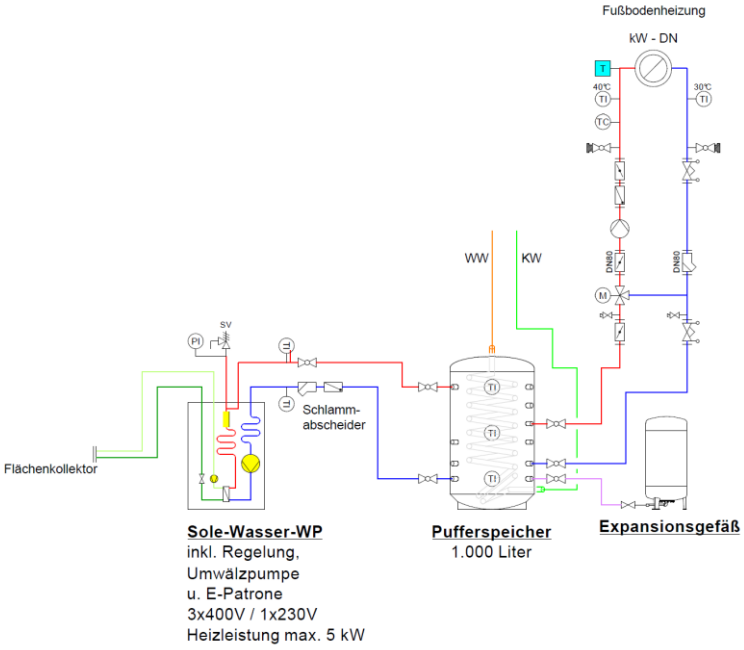


Abbildung 42: Hydraulisches Schema Gebäude 3

Aus technologischer Sicht würde sich Gebäude 3 sehr gut für die Einbindung in den zentralen Optimierer eignen, durch den 1.000 l Boiler ergäbe sich ein sehr hohes Flexibilitätspotential. Das Gebäude konnte jedoch bis zum Ende des Projektes nicht an den zentralen Optimierer angeschlossen werden, da der Eigentümer, trotz initialer Zustimmung, bis zum Ende des Projektes die Zustimmungserklärung für die Einbindung nicht erteilte.

Gebäude 4:

Das letzte Gebäude, das direkt über die dezentrale Intelligenz an den zentralen Optimierer angebunden wurde, ist ebenfalls ein Einfamilienhaus mit einer Wohnnutzfläche von 197 m², welches aktuell von vier Personen bewohnt wird. Das Gebäude wurde im Jahr 2015 bezogen und verfügt über eine 4,5 kW_P PV-Anlage mit einer südwestlichen Ausrichtung. Das hydraulische Schema des Gebäudes ist in Abbildung 43 dargestellt und zeigt eine KNV Topline 1155-PC Erdwärme-Wasser Wärmepumpe mit einer Heizleistung von bis zu 6 kW_{therm}. Diese erzeugt sowohl das benötigte Warmwasser, dieses wird in einem 420 l Warmwasserspeicher gespeichert, als auch die Raumwärme, welche direkt in das Fußbodenheizungssystem, ohne zwischengeschalteten Puffer, gespeist wird. Das Gebäude verfügte ebenfalls zu Beginn der Demonstrationsphase bereits über einen Energiemanager von Loxone, lediglich die ModBus Extension und der ModBus Energiezähler mussten nachgerüstet werden.

Da bei diesem Gebäude die notwendigen Grundgegenebenheiten (notwendige Sensoren im Energiemanagementsystem eingebunden, etc.), sowie die Zustimmungserklärung des Eigentümers vorhanden waren, wurde hier die Demonstration der Steuerung durchgeführt.

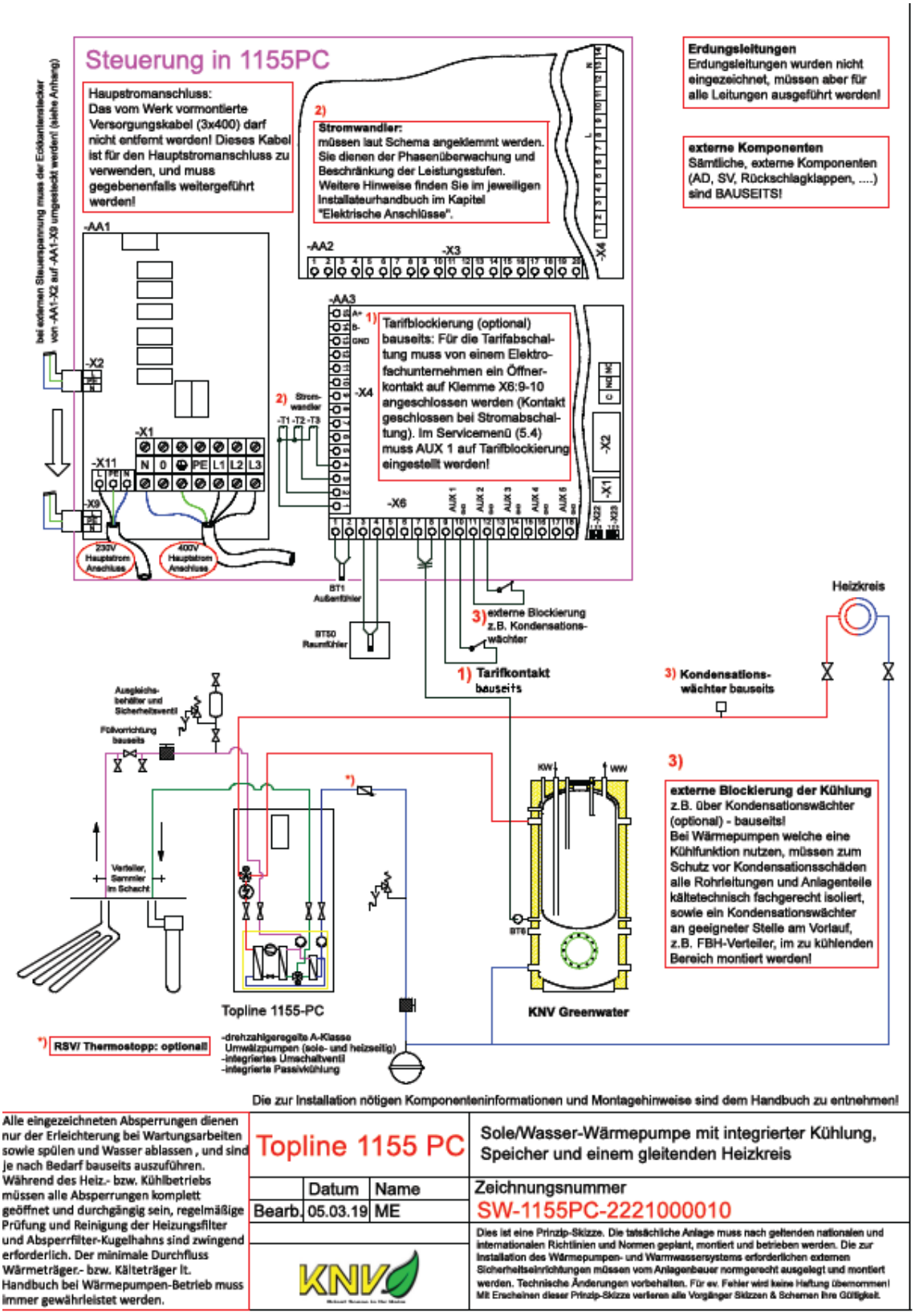


Abbildung 43: Hydraulisches Schema - Gebäude 4

Wohngebäude mit Rundsteuerempfänger

Die in Kapitel 5.3.3 beschriebene optimierte Ansteuerung der Rundsteueranlage erfolgte über die direkte Schnittstelle zentraler Optimierer – Rundsteueranlage ab März 2019. Legt man diesen Ansatz auf das Jahr 2018 um, so ergeben sich die Auswirkungen laut Abbildung 44. Auf Basis der Strompreise im Jahr 2018 können mit dem Optimierten Betrieb der Rundsteueranlage 55.455,84 € pro Jahr eingespart werden.

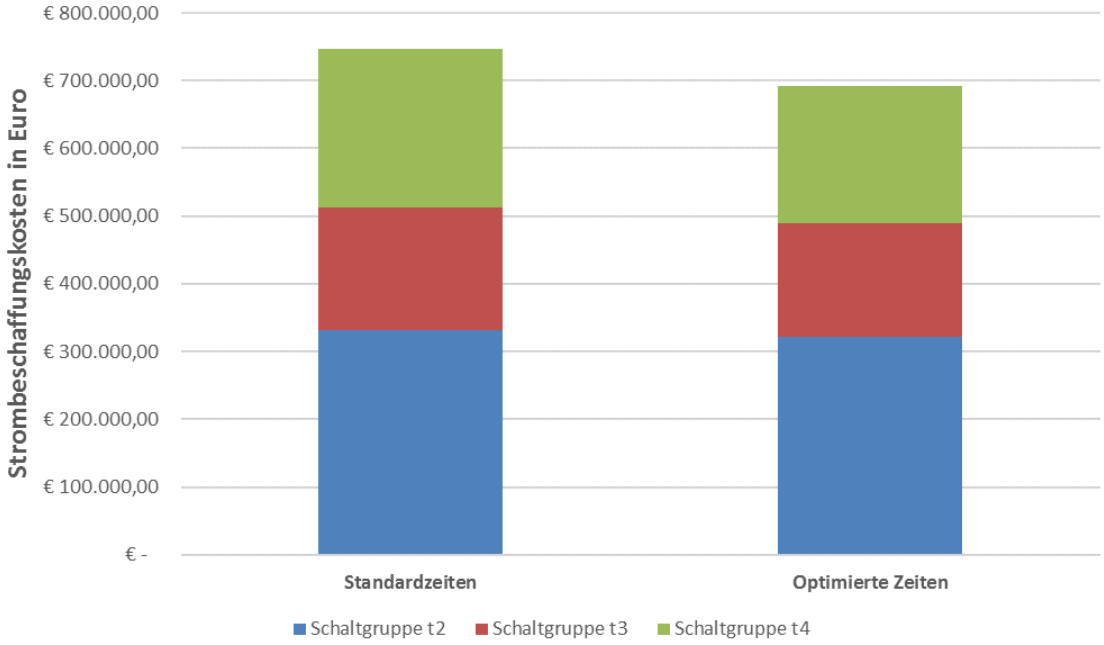


Abbildung 44 Stromkosten Rundsteueranlage vor und nach Optimierung

6.2.4 Monitoring der Demonstrationsgebäude

Das Monitoring jener Demonstrationsgebäude, die über die dezentrale Intelligenz mit dem zentralen Optimierer kommunizieren, erfolgte in drei Phasen:

- Phase 1: Monitoring und Datenübertragung
  Während der ersten Phase wurden lediglich Messwerte erfasst und ausgelesen. Ebenfalls wurde die Übertragung der Daten an den zentralen Optimierer erprobt.
- Phase 2: Bi-Direktionale Kommunikation
  Im zweiten Schritt der Demonstrationsphase wurde die bi-direktionale Datenübertragung realisiert. Dafür mussten bei den Loxone Energiemanagern ein entsprechender Eingang eingerichtet werden. In dieser Phase fand noch keine Optimierung statt, es wurde lediglich die Übertragung von Signalen erprobt.
- Phase 3: Optimierte Steuerung der dezentralen Flexibilitäten
  In dieser Phase wurde die tatsächliche Optimierung durchgeführt, auf Basis derer sich ein Signal an den Loxone Energiemanager ergibt.

Der Ablauf der Demonstrationsphase für die vier Gebäude ist in Abbildung 45 dargestellt. Aus der Abbildung geht hervor, dass lediglich für Gebäude 4 die Phase 3 eingeleitet werden konnte.

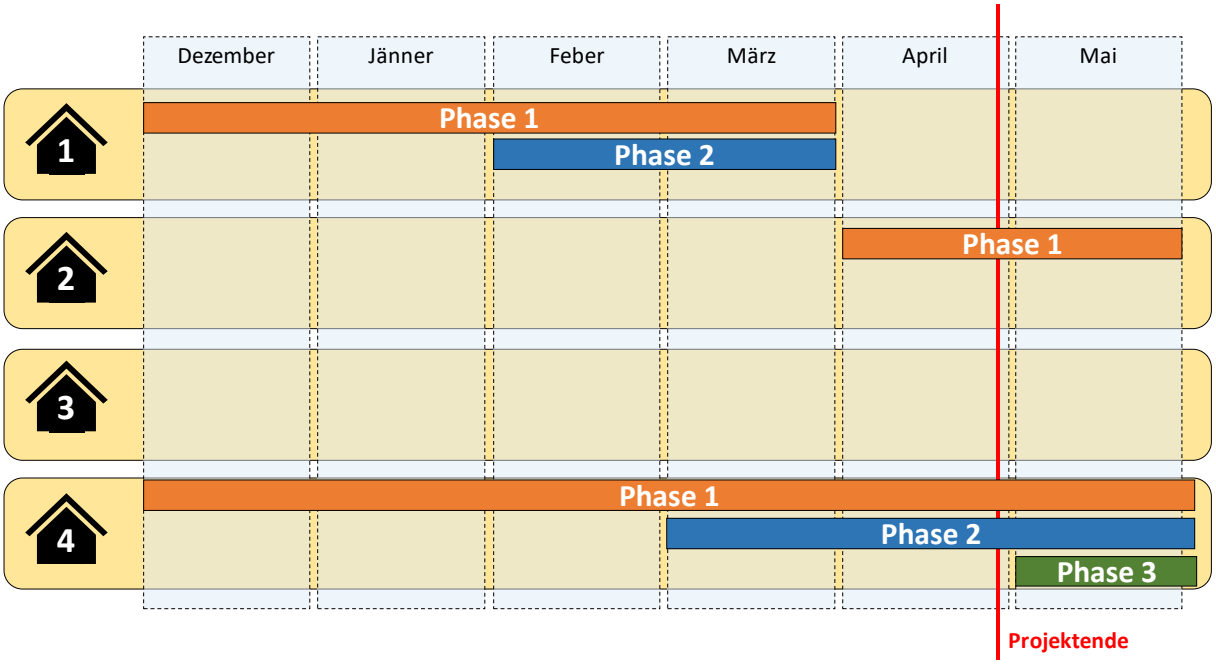


Abbildung 45: Ablauf der Demonstrationsphase für die 4 Gebäude

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Demonstrationsbetriebs für die einzelnen Gebäude dargestellt.

Gebäude 1:

Bei Gebäude 1 wurden Daten erfasst und an den zentralen Optimierer übermittelt, weiters wurde die Phase 2 eingeleitet, bei der einfache Signale ohne eine direkte Beeinflussung der Wärmeerzeuger des Gebäudes übermittelt werden, realisiert. Erfasst und übertragen wurden mehrere Messwerte, darunter die Temperatur im Boiler, siehe Abbildung 46, sowie die elektrische Residuallast des Gebäudes, siehe Abbildung 47.

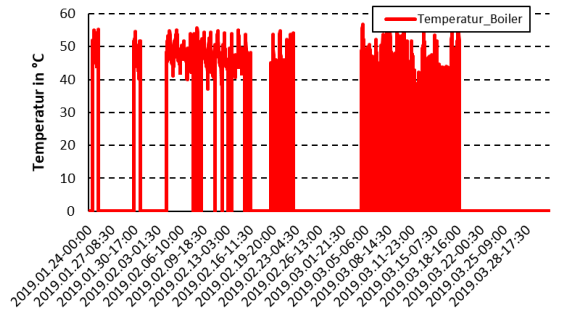


Abbildung 46: Gebäude 1 – Boilertemperatur

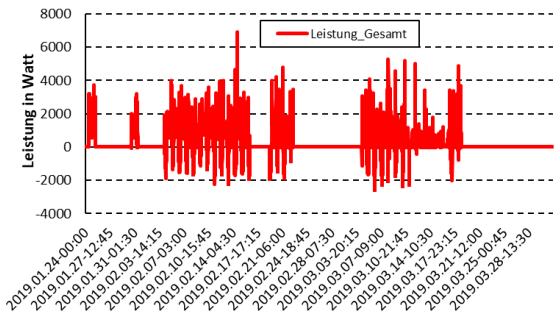


Abbildung 47: Gebäude 1 - Residuallast

Die dargestellten Werte sind jene, die von der dezentralen Intelligenz (Loxone) an den zentralen Optimierer übermittelt wurden. Aus den Darstellungen geht hervor, dass diese Übertragung häufig unterbrochen wurde. Für den betrachteten Zeitraum (Beginn 24.01.2019 – 00:00 – 31.03.2019 – 23:45) hätten in Summe 6.432 Datenpakete an den zentralen Optimierer übermittelt werden sollen. Davon kamen jedoch lediglich 1.995 Datenpakte an. Dies entspricht einem sehr niedrigen Anteil von etwa 31 %.

Die Hauptgründe für die Übertragungsausfälle waren:

- Update des Loxone-Betriebssystems:
  Dadurch wurden die Zugangsdaten bzw. Zugangsports für den zentralen Optimierer gelöscht und dieser konnte nicht mehr auf das System zugreifen.
- Serverseitige Probleme:
  Seitens des Venios Servers gab es während der Messperiode Stabilitätsprobleme, weswegen es zu Serverabstürzen kam, die in weiterer Folge zu einer Unterbrechung der Datenerfassung führte.
- Überlastung des Loxone-Systems:
  Durch die hohe Abfragerate seitens des zentralen Optimierers kam es bei dem Loxone System zu einer Überlastung, weshalb sowohl der zentrale Optimierer als auch der eigentliche Nutzer des Energiemanagementsystems nicht mehr auf dieses zugreifen konnte. Nach diesem Vorfall wurde der Zugang für den dezentralen Optimierer gesperrt.
- Diverse nicht zuweisbare Kommunikationsunterbrechungen:
  Während der Monitoring-Periode kam es zeitweise zu kurzzeitigen Unterbrechungen der Übertragungen, deren Ursache jedoch nicht näher identifiziert werden konnte.

Gebäude 2:

Bei dem Gebäude 2 wurde lediglich die Erfassung und Übertragung von Messwerten realisiert. Das ist damit zu begründen, dass ein erheblicher Aufwand für die Initiierung der Phase 3 bei Gebäude 4 notwendig war und versucht wurde, diesen Schritt abzuschließen, ehe beim Gebäude 2 die Phase 2 eingeleitet wurde. Weiters kam es bei der Zugriffsgenehmigung durch den Eigentümer des Gebäude 2 zu Verzögerungen, weshalb mit den Messungen erst mit 17.04.2019 begonnen werden konnte, siehe Abbildung 48.

Dabei ist auffällig, dass es auch hier bei der Übertragung zu erheblichen Ausfällen der Kommunikation zwischen der dezentralen Intelligenz und dem zentralen Optimierer kam. Im Zeitraum vom 17.04. bis zum 30.04. wurden in Summe 631 Messwerte nicht übertragen, was einem Anteil von etwa 48 % der zu übertragenden Messwerte entspricht.

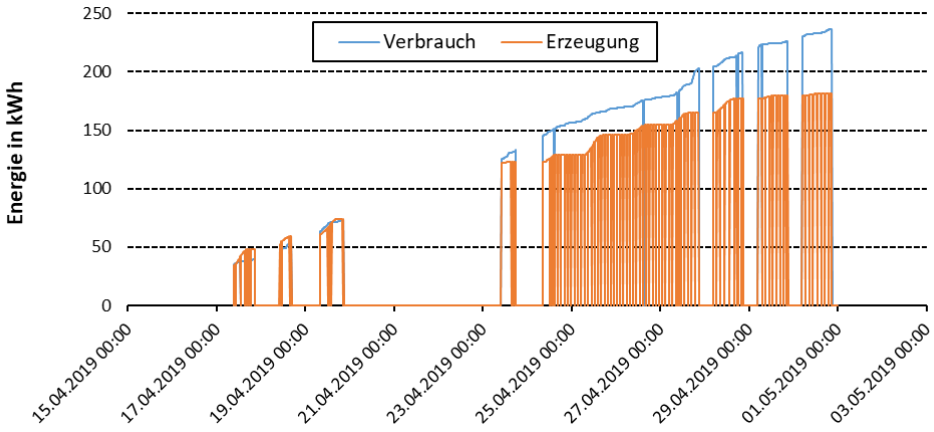


Abbildung 48: Gebäude 2 - Elektrischer Verbrauch und Erzeugung

Abgesehen von den Herausforderungen bei der Datenübertragung, stellte sich heraus, dass Gebäude 2 sehr gut für die Steuerung durch den zentralen Optimierer eignen würde. Das Gebäude verfügt über thermische Kapazitäten und Wärme- und Warmwassererzeuger, die elektrisch betrieben werden. Eine Steuerung wurde jedoch im Verlauf des Projektes dennoch nicht realisiert, dafür gibt es mehrere Gründe:

- Temperatursensor des Boilers nicht im Energiemanagementsystem eingebunden:

  Ein wesentliche Problem lag darin, dass zwar ein Temperatursensor im Warmwasserspeicher installiert war, dieser jedoch nicht an das Energiemanagementsystem angebunden war. Die Anbindung an die dezentrale Intelligenz wäre nur mit der Installation eines neuen Temperaturfühlers zu realisieren, einem Schritt, dem der Eigentümer des Gebäudes nicht zustimmte.
  Da die dezentrale Intelligenz und damit der zentrale Optimierer keine Temperaturwerte für die Abschätzung der Kapazität des Warmwasserspeichers zur Verfügung hätten, könnte auch kein optimierter Betrieb gefahren werden.

- Anbindung der Wärmepumpe nicht möglich:
  Während der Vorbereitung des Monitorings von Gebäude 2 wurde die dort installierte Wärmepumpe hinsichtlich ihrer Steuerbarkeit durch die dezentrale Intelligenz bzw. den zentralen Optimierer untersucht. Diese Untersuchung ergab, dass die Wärmepumpe vom Hersteller KNV zwar Smart Grid Ready ist, jedoch in den Beschreibungen keine Informationen hinsichtlich der notwendigen Steuersignale bzw. Register vorhanden sind. Der Hersteller wurde während der Monitoringphase mehrmals kontaktiert, um die benötigten Daten zu erhalten. Mit Erhalt der Information wurde ersichtlich, dass sich die Wärmepumpe nicht direkt, wie in den Modellen vorgesehen, ansteuern lässt. Die Details dazu sind bei den Ergebnissen für Gebäude 4 dargestellt, da der für Gebäude 4 entwickelte Lösungsansatz prinzipiell auch für die Wärmepumpe des Gebäude 2 funktionieren sollte.

Gebäude 3:

Da es zu keiner Unterzeichnung der Zustimmungserklärung durch den Gebäudeeigentümer kam, wurde Phase 1 nicht eingeleitet.

Gebäude 4:

Gebäude 4 war das einzige Gebäude, welches die Phase 3 der Demonstrationsphase erreichte. Da die Zustimmung zum Monitoring bereits zu Beginn der Demonstrationsphase erteilt wurde, konnten gleich von Beginn an Daten ausgelesen werden. Jedoch musste der Loxone Energiemanager erst um die Kommunikationskomponenten erweitert werden, weshalb sich Phase 2 stark verzögerte.

Die Daten des Systems wurden inzwischen manuell ausgelesen und damit gemonitort. Nachfolgend ist repräsentativ für Gebäude 4 die Erhebung der Residuallast dargestellt (Abbildung 49). Das Monitoring dieser Daten im zentralen Optimierer erfolgte erst mit Februar 2019, da zu diesem Zeitpunkt der für die Erfassung dieser Daten notwendige ModBus Energiezähler installiert wurde.

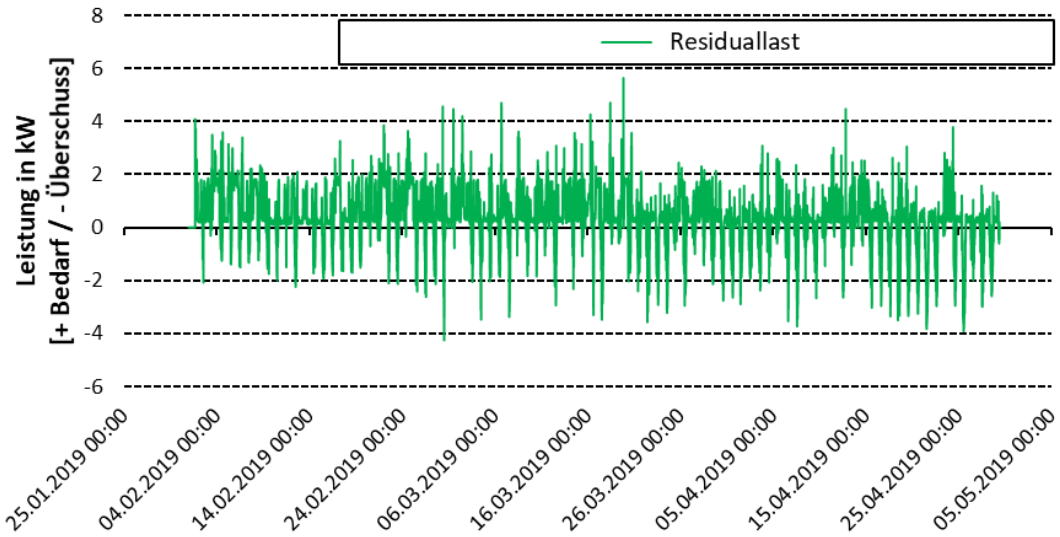


Abbildung 49: Erfasste Residuallast bei Gebäude 4

Nachfolgend sind in Abbildung 50 und Abbildung 51 die weiteren erfassten Daten dargestellt.

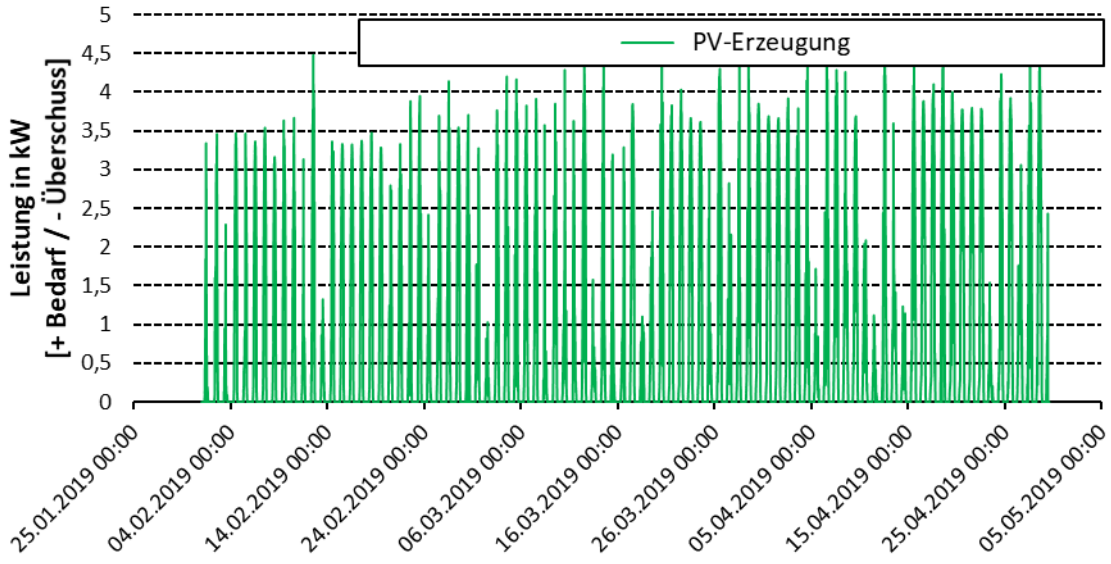


Abbildung 50: Erfasste PV-Einspeiseleistung bei Gebäude 4

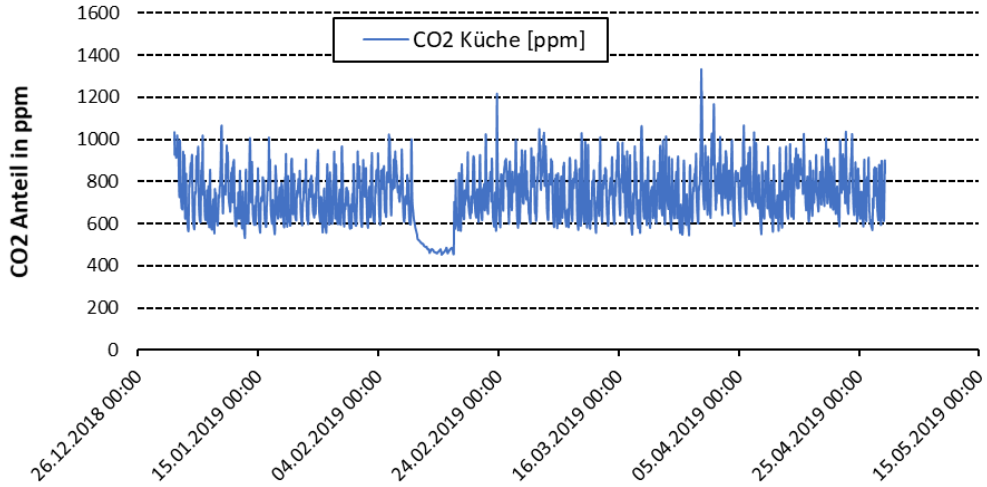


Abbildung 51: Erfasste CO_2-Werte bei Gebäude 4

Die Erfassung der Temperaturwerte für Wasser, Vorlauf und Raumwärme wurde erst mit März gestartet, da hier die Phase 2 eingeleitet und damit die Erhebung der Daten für die Steuerung relevant wurde.

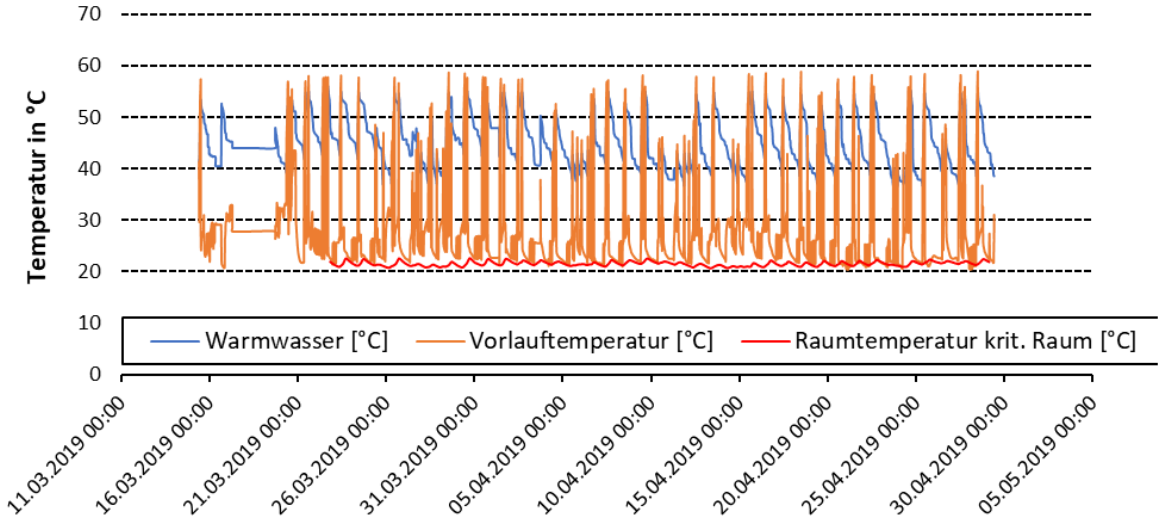


Abbildung 52: Erfasste Temperaturwerte bei Gebäude 4

Um die Phase 3 der Demonstration einzuleiten und die aktive Steuerung der Geräte zu realisieren mussten die für die Optimierung notwendigen Messdaten und Eingangssignale erhoben werden, siehe Anhang 9.4.

Dabei wurden jedoch zwei wesentliche Probleme identifiziert, die in weiterer Folge näher erläutert werden.

6.2.5 Gebäude 4: Eingangsdaten Optimierungsmodell

Für die Einleitung der dritten Phase, in der der zentrale Optimierer Handlungsempfehlungen an den Loxone Energiemanager senden sollte, mussten einige wesentliche Parameter vorliegen, die in weiterer Folge einen Adaptionsbedarf mit sich brachten. Nachfolgende Liste bezieht sich nur auf jene Größen, die den Adaptionsbedarf zur Folge hatten:

- Prognostiziertes Warmwasser-Lastprofil:
  Der Warmwasserverbrauch in Gebäude 4 ließ sich nicht direkt messen, da die dafür notwendige Messinfrastruktur fehlte. Eine Nachrüstung war aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Das Modell (Anhang 9.4) würde diese Daten jedoch für die Optimierung benötigen.
- Mittlere Temperatur des Pufferspeichers für die Kapazitätsbestimmung:
  Der Pufferspeicher verfügte über ausschließlich einen Temperatursensor, anhand dessen sich die mittlere Temperatur im Pufferspeicher nicht direkt ermitteln ließe. Das Modell (Anhang 9.4) würde diese Daten jedoch für die Optimierung benötigen.

Aus diesem Grund wurde eine detaillierte Untersuchung des Systems gestartet. Ziel dieser Untersuchung war das Generieren eines Warmwasserzapfprofils aus einer einfachen Temperaturmessung in einem Trinkwasserwarmwasserspeicher.

Messaufbau

Der Trinkwasserwarmwasserspeicher von der Firma *KNV Energietechnik GmbH* mit der Typenbezeichnung *300/200 FM* hat ein gesamtes Speichervolumen von 492 Liter. Die Warmwasserladung geschieht über eine Wärmepumpe. Am Warmwasserspeicher ist ein Thermometer angebracht. Dieses Thermometer misst die Temperatur des umgebenden Heizwassers auf etwa 1/3 der Speicherhöhe. Die Trinkwassertemperatur wird im Normalfall nicht gemessen. Nur für die Validierung des Modells wurde sowohl der Volumenstrom als auch die Temperatur des Warmwassers gemessen. Während der Messung wurde die Warmwasserzirkulation außer Betrieb gesetzt. Um natürliche Zirkulation zu vermeiden wurden entsprechende Ventile geschlossen. Der Versuchsaufbau ist in Abbildung 53 zu sehen.

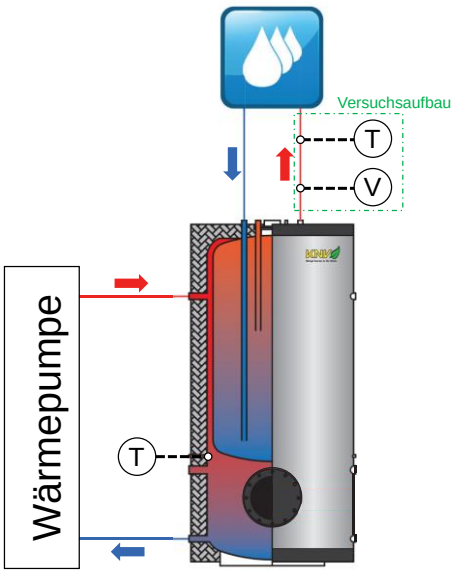


Abbildung 53: Messchema[7]

Modell

Wenn eine gewisse Temperatur im Speicher unterschritten wird, wird eine Warmwasserladung durchgeführt. Diese Warmwasserladung ist mit einem Anstieg der Speichertemperatur in Abbildung 54 ersichtlich. Aus der Messung zeigt sich, dass bis zu 45 min nach Beendigung der Warmwasserladung noch ein dynamischer Zustand im Speicher herrscht. In diesen Zeitbereichen, welche in Abbildung 54 rot markiert wurden, sind keine Aussagen zur Warmwasserentnahme möglich. Da das System sehr träge ist, wurde auch ein Zeitbereich von 5 Minuten vor Erkennen der Warmwasserladung nicht für die Generierung eines Zapfprofils verwendet. Wie in Abbildung 54 zu sehen ist, ist in etwa 30 % der Zeit keine Aussage zu der Warmwasserentnahme möglich.

Für die Erstellung des Algorithmus zur Abschätzung der Warmwasserentnahme wurde die zeitliche Auflösung der Messungen auf 1 Minute erhöht. Zur Bestimmung, ob eine Warmwasserladung vorliegt, wurde eine Mittelwertbildung der Speichertemperatur der letzten 10 Minuten durchgeführt. Wenn der gegenwärtige Temperaturwert diesen Mittelwert um 0,1 K überschritt, wurde angenommen, dass eine Warmwasserladung gestartet wurde. Der Algorithmus sagt aus, dass die Warmwasserladung beendet wird, sobald der Temperaturanstieg unter 0,1 K liegt. Kurzeitige Unterbrechungen des Temperaturanstiegs wurden mit einer Glättungsfunktion eliminiert.

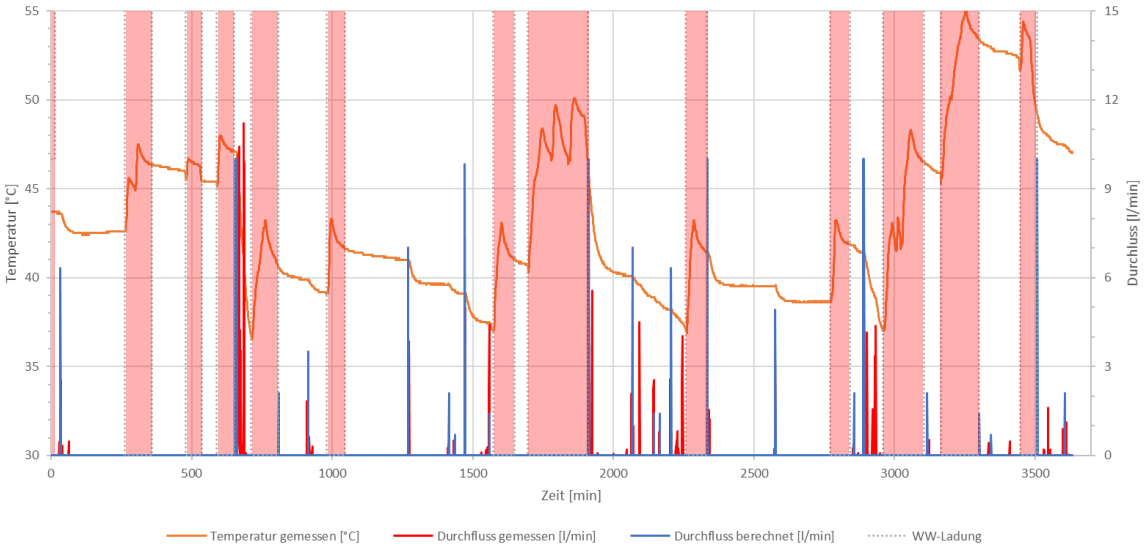


Abbildung 54: Vergleich Messung und Modell

In den Zeiten während der Warmwasserladung war es nicht möglich, Rückschlüsse auf die Warmwasserentnahme zu machen. Ist die Warmwasserentnahme während der Warmwasserladung sehr ausgeprägt, dann könnte die gemessene Temperatur auch sinken. Da es sich hierbei um äußerst dynamische Systeme handelt, wurden für die Untersuchung diese Zeitbereiche also vollkommen ausgeklammert.

Zur Registrierung, ob eine Warmwasserentnahme vorliegt, wurde in jedem Zeitschritt eine Mittelwertbildung der vergangenen 10 Minuten ($T_{Ø_ret}$) und der kommenden 10 Minuten ($T_{Ø_pre}$) durchgeführt. Wenn $T_{Ø_pre}$ 0,1 K unter $T_{Ø_ret}$ lag, dann wurde angenommen, dass das System aufgrund einer Warmwasserentnahme noch im dynamischen Zustand war. Aus dem Unterschied der Speichertemperatur zu dem Zeitpunkt, bei dem die Warmwasserentnahme registriert wurde und dem Zeitpunkt bis zu dem die Auswirkungen der Warmwasserentnahme erkennbar war, sollte die entnommene Energiemenge berechnet

werden können. Da aus der Volumenstrom- und Temperaturmessung bei der Warmwasserleitung die entnommene Energiemenge berechnet werden konnten, konnte der Algorithmus durch einen Hilfsfaktor an die Realität angepasst werden.

Um auf die Länge der Warmwasserentnahme rückschließen zu können, wurde angenommen, dass jede Warmwasserentnahme mit einem Volumenstrom von 10 l/min durchgeführt wurde, sofern die entnommene Energiemenge nicht innerhalb eines einzigen Zeitschritts (1 Minute) entnommen werde konnte.

Fazit

Bei Vergleich von Modell und Messung zeigte sich, dass die generierten Warmwasserentnahmen nur unzureichend zu den gemessenen Werten passten. Besonders bei Auftreten von mehreren Warmwasserentnahmen innerhalb einer kurzen Zeit, konnte das Modell diese nicht voneinander unterscheiden und die Entnahmen wurden daher als eine einzige größere Wasserentnahme gezählt. Weiters ermöglichte das Modell nicht, Aussagen zu treffen, ob eine Warmwasserentnahme mit einem kleinen Volumenstrom über einen längeren Zeitraum gedauert hatte oder ob diese kurz aber dafür mit einem großen Volumenstrom durchgeführt wurde. Grund für die unzureichende Abbildung der Realität mit diesem Modell war die sehr große Trägheit der Messung. Könnte eine Messung direkt im Trinkwasserspeicher durchgeführt werden, würde das die Trägheit der Messung immens verkleinern. Damit konnte für die Optimierung kein Lastprofil für die Warmwasserentnahme generiert werden. Hier hätte man sich mittels standardisierter Warmwasserprofile behelfen können, was jedoch zu einer erheblichen Unsicherheit im Optimierungsmodell führen würde, in Kombination damit, dass die Position des Thermometers und die Trägheit der Messung eine Abschätzung des Energieinhaltes im Speicher nicht zuließen, musste ein alternativer Ansatz zur geplanten Optimierung gefunden werden.

6.2.6 Gebäude 4: Einbindung der Wärmepumpe

Obwohl die Wärmepumpe in Gebäude 4 die Bezeichnung Smart Grid Ready aufweist, ist eine direkte Steuerung der Wärmeerzeugung nicht möglich. Nach Rücksprache mit dem Hersteller der Wärmepumpe wurde jener Registereintrag, der für die Steuerung der Wärmepumpe relevant ist, identifiziert. Dabei stellte sich heraus, dass die Wärmepumpe, anders als im Optimierungsmodell geplant, keine direkte Leistungsvorgabe als Eingangssignal akzeptiert. Eine Steuerung der Wärmepumpe könnte nur über eine Manipulation der Heizkurve realisiert werden. Dadurch war es nicht sinnvoll, das Optimierungsmodell direkt am zentralen Optimierer zu implementieren. Es wurde daher das vereinfachte Modell (vgl. Kapitel 9.8) im zentralen Optimierer implementiert sowie die Logik im dezentralen EMS des Gebäudes angepasst. Wesentlich war dabei das Zusammenspiel zwischen Wärmeerzeugung und Einzelraumregelung. Zweitere musste in die Programmierung einbezogen werden, da die Raumtemperaturüberhöhung bei PV-Überschuss sonst durch das Schließen der einzelnen Heizkreise nicht gewährleistet wäre. Die Programmierung in Loxone für diese Anlage ist in Kapitel 9.9 im Anhang ersichtlich. Die bidirektionale Kommunikation würde über die Loxone-Schnittstelle und das Modbus-Modul der Wärmepumpe hergestellt.

6.2.7 Gebäude 4: Adaption der Steuerung

Um die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Problemen zu beheben und die Phase 3 bei Gebäude 4 einleiten zu können, wurde eine grundlegende Adaption und Vereinfachung des ursprünglichen Optimierungsmodells durchgeführt, sowie ein Konzept für die Steuerung der Wärmepumpe ausgearbeitet.

Für den dualen Betrieb wurde ausgehend vom vereinfachten Modell zur Steuerung der Haushalte (vgl. Kapitel 9.8) folgendermaßen nach Tabelle 6 umgesetzt.

Tabelle 6: Vereinfachtes Konzept WP-Steuerung im dualen Betrieb

Überschuss PV vorhanden	Überschussbetrieb EVU	Kein/niedriger PV-Überschuss vorhanden
Heizung: Erhöhung der Heizkurve bis PV-Überschuss = 0 bzw. wenn Überschuss negativ wird, wieder Schrittweise Senkung der Heizkurve Durchführung solange Isttemperatur im Raum < minimale Solltemperatur +2°C	**Heizung**: Erhöhung der Heizkurve solange Isttemperatur im Raum < minimale Solltemperatur +0,5°C	**Heizung**: Niedrige Heizkurve als Grundeinstellung Falls Solltemperatur im Raum unterschritten wird, Schrittweise Erhöhung der Heizkurve und Beibehaltung bis minimale Solltemperatur erreicht wird
Warmwasser: Erhöhung der Grenzen des Zweipunktreglers bei Erreichen bestimmter Überschussschwellen auf Normal- und Überschussbetrieb (bis zu 55 Grad)	**Warmwasser**: Erhöhung der Grenzen des Zweipunktreglers auf 43°C	**Warmwasser**: Sparmodus (Zweipunktregelung zwischen 37 und 40 Grad

6.2.8 Erkenntnisse aus dem Betrieb der Steuerung

Die generelle Funktionsweise der Regellogik bzw. der Kommunikation konnte innerhalb der Monitoringperioden, die sich über einen Zeitraum außerhalb der eigentlichen Projektlaufzeit erstreckte, nachgewiesen werden. Die erste Phase des Funktionstests war auf den Bereich vom 04.05.2019 bis 11.05.2019 beschränkt und hatte den Fokus auf die reine Eigenverbrauchsoptimierung. Diese Phase teilte sich in drei Abschnitte auf:

- Tag 1-3: niedrige PV-Produktion:
  An diesen Tagen kommt es dazu, dass beinahe der gesamte PV-Strom vor Ort verbraucht werden kann, die Wärmepumpe läuft zu Zeiten der PV-Produktion tagsüber.
- Tag 4-5: hohe PV-Produktion:
  Diese Tage weisen eine höhere PV-Produktion auf, obwohl die Wärmepumpe tagsüber hohe Laufzeiten aufweist, erfolgt dennoch eine Überschusseinspeisung

- Tag 6-8: mittlere PV-Produktion
  An diesen Tagen liegt eine wechselhafte Charakteristik vor, wobei auch hier der Betrieb der Wärmepumpe tagsüber durch die Eigenverbrauchsregelung angeregt wird.

Innerhalb dieser Phase konnte festgestellt werden, dass die Eigenverbrauchsoptimierung entsprechend den Vorgaben funktionierte. Abbildung 55 zeigt beispielhaft die Überschusssignale an die Wärmepumpe an den Tagen 4 bis 5, also jenen Tagen, an denen ein hoher PV-Überschuss vorhanden ist. Entsprechend dazu wurde die Solltemperatur für die Wärmepumpe in den Zeitfenstern angehoben und durch den Betrieb der Wärmepumpe die Raumtemperatur im gemessenen kritischen Raum auch tatsächlich erhöht, siehe Abbildung 56. Zu beobachten ist, dass es an beiden Tagen zu einer Unterschreitung der minimal zulässigen Temperatur im kritischen Raum kommt, weswegen bereits frühzeitig ein Betrieb der Wärmepumpe am Temperaturanstieg des Raumes zu erkennen ist.

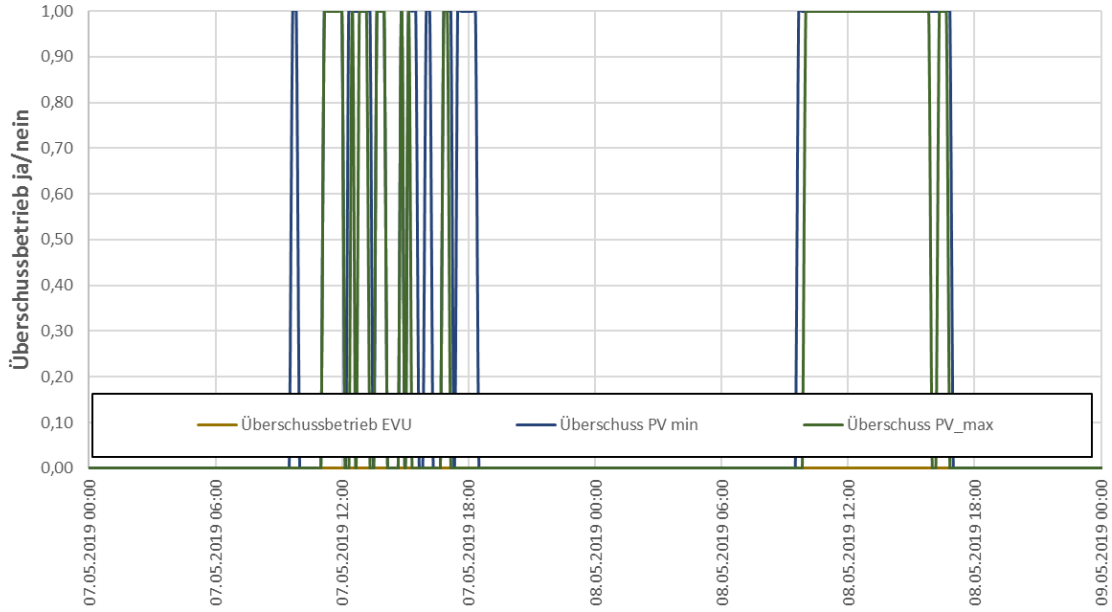


Abbildung 55 PV-Überschusssignale WW bei reiner Eigenverbrauchsoptimierung Tag 4-5

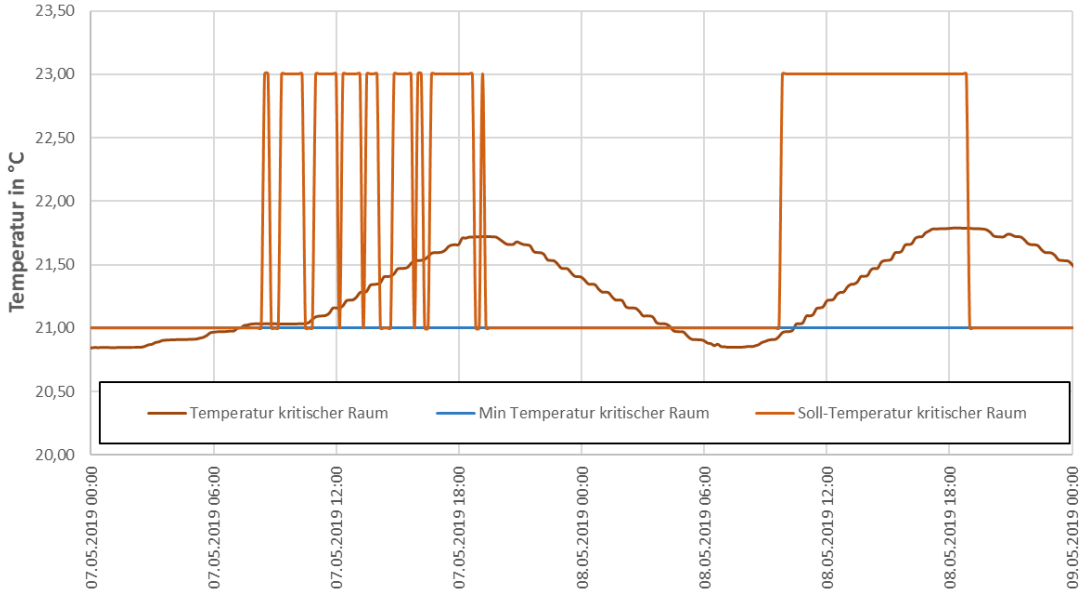


Abbildung 56 Raumwärme bei reiner Eigenverbrauchsoptimierung Tag 4-5

In der zweiten Phase des Funktionstests, welche vom 12.05.2019 bis 20.05.2019 durchgeführt wurde, wurde der duale Betrieb laut vereinfachtem Modell im Anhang erprobt. Abbildung 57 zeigt den Verlauf der gemessenen Leistungen des Haushaltes sowie die Signale vom zentralen Optimierer in der zweiten Phase. Anhand der Grafik ist ersichtlich, dass eine Aktivierung der Wärmepumpe nur an den ersten 4 Tagen der zweiten Phase erfolgte. Dies lässt sich dadurch begründen, dass an diesen Tagen die PV-Erzeugung nicht ausreichte, um den Wärme- und Warmwasserbedarf vollständig zu decken. Aus diesem Grund bestand hier noch Potential für den Einsatz der Wärmepumpe auf Basis von Preissignalen.

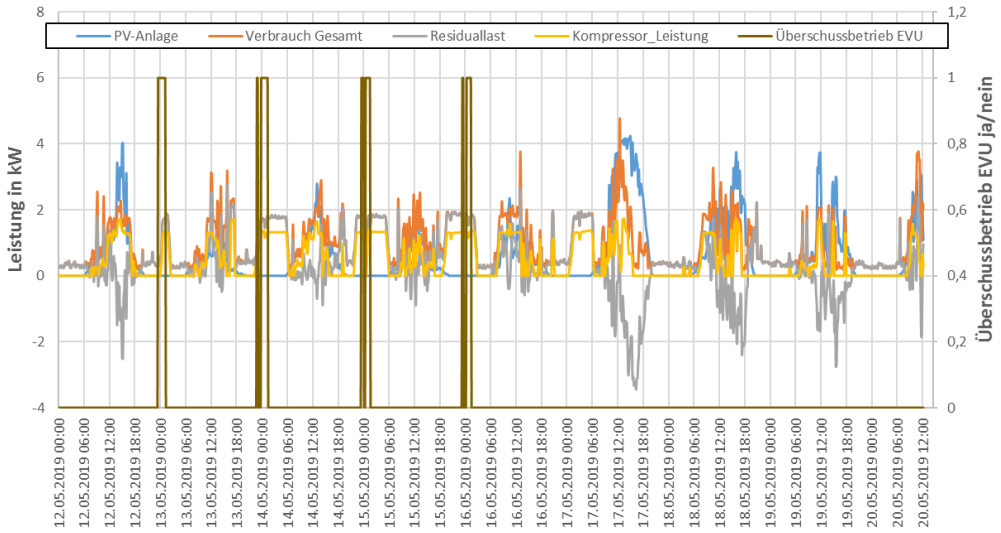


Abbildung 57 Leistungen bei dualer Optimierung in der zweiten Phase des Monitorings

Im Detail ist die Betriebsweise anhand der Tage 1 bis 3 in Abbildung 58 dargestellt. Für eine bessere Übersicht wurde die Darstellung so gewählt, dass sie jeweils zu Mittag eines Tages beginnt, dazu passend ist in Abbildung 59 das Temperaturniveau im Warmwasserspeicher und in Abbildung 60 die Raumtemperatur im kritischen Raum dargestellt.

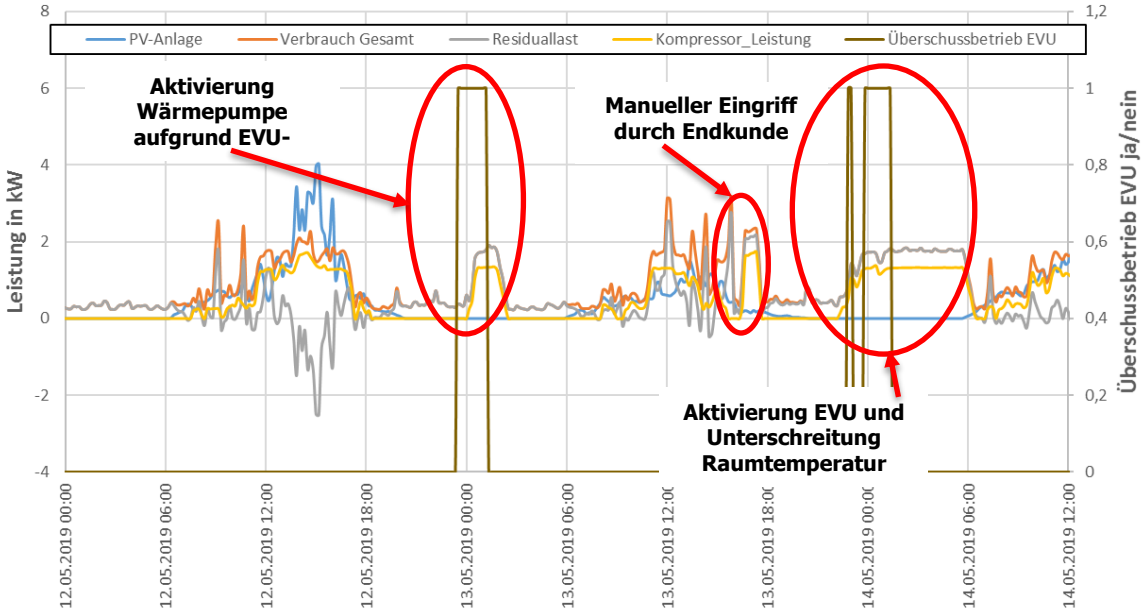


Abbildung 58 Leistungen bei dualer Optimierung Tag 1-3

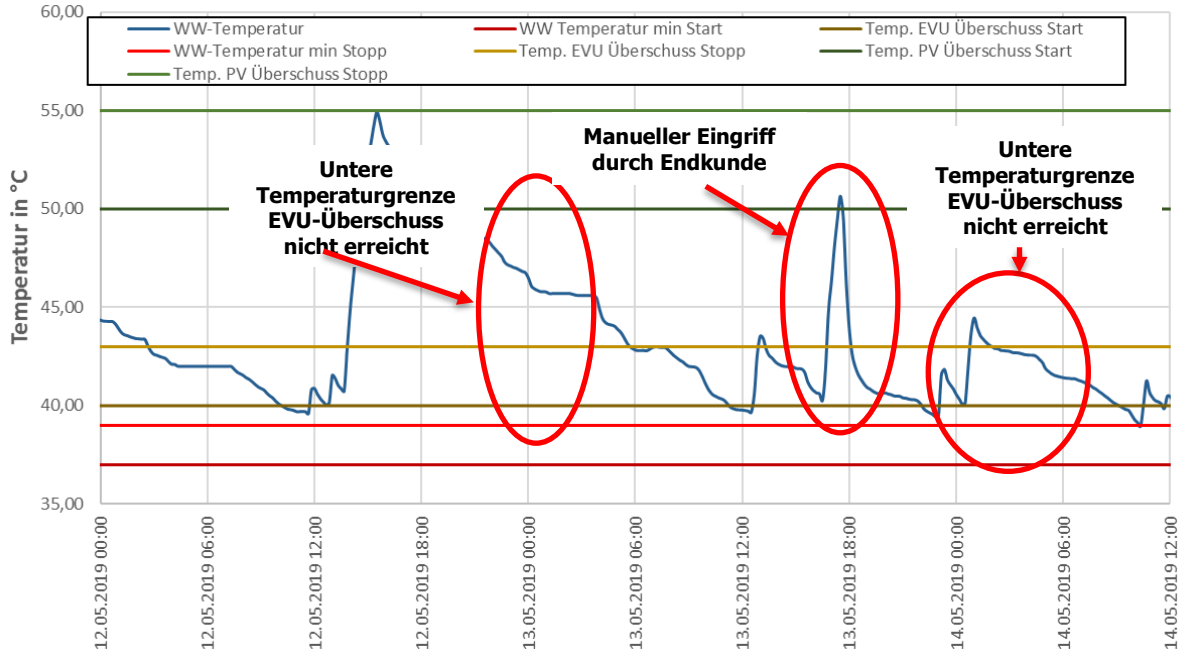


Abbildung 59 Warmwasserspeicher bei dualer Optimierung Tag 1-3

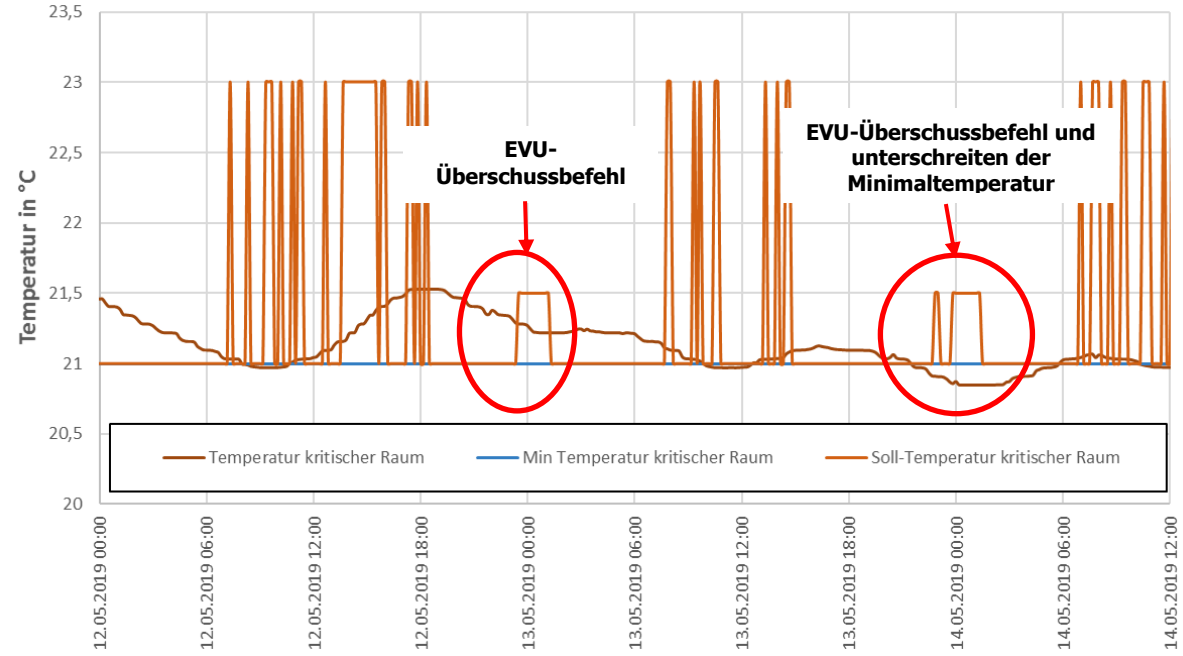


Abbildung 60 Raumwärme bei dualer Optimierung Tag 1-3

Aus den Abbildungen ist abzuleiten, dass in der Nacht von Tag 1 auf Tag 2 ein Einsatz der Wärmepumpe ausschließlich aufgrund des Signals des zentralen Optimierers erfolgte. Sowohl die Temperatur im Warmwasserspeicher als auch im kritischen Raum waren über den jeweiligen Minimalwerten, die eine Aktivierung der Wärmepumpe rechtfertigen würde. Anders verhielt sich die Situation in der Nacht von Tag 2 auf Tag 3, hier kam es zu einer Aktivierung der Wärmepumpe aufgrund einer Unterschreitung Temperatur im kritischen Raum und aufgrund eines externen Signals erfolgte. Da die interne Wärmepumpenregelung Warmwasser im Modus „geringen Überschusses", der hier für den EVU-Überschuss

angewendet wird, nur im Teillastbereich bereitstellte, sank hierbei die Leistungsaufnahme sogar durch den Überschussbefehl. Andererseits wurde durch die Unterbrechung der Raumwärmebereitstellung der Betrieb aufgrund des späteren Erreichens der minimalen Solltemperatur im Raum verlängert.

Damit konnte gezeigt werden, dass auch der duale Betrieb entsprechend den Vorgaben des vereinfachten Modells funktionierte, wobei zu beobachten war, dass die Wärmepumpe teilweise zeitgleich wegen einer Temperaturunterschreitung und aufgrund des Signals des zentralen Optimierers aktiviert wurde. Der Testbetrieb wurde zu diesem Zeitpunkt beendet, da einerseits das Forschungsprojekt bereits zu Ende war und andererseits, die Wettersituation im Untersuchungsgebiet einen Betrieb der Wärmepumpe für die Raumwärmeerzeugung obsolet machten. Weiter wurde aufgrund des guten Wetters mehr PV-Erzeugung generiert, die ausschließlich für Warmwassererzeugung verwendet wurde und somit keine Möglichkeit für den dualen Betrieb bestand.

Ein Vergleich der beiden Phasen der Testperiode ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Vergleich Regelstrategien

Kennzahl	reine Eigenverbrauchsoptimierung	duale Optimierung
Stromverbrauch gesamt	198,08 kWh	203,49 kWh
PV-Stromerzeugung gesamt	125,87 kWh	122,97 kWh
Verbrauch durch Wärmepumpe	93,10 kWh	95,63 kWh
Netzbezug gesamt	105,41 kWh	113,83 kWh
Netzbezug durch Wärmepumpe	57,22 kWh	61,08 kWh
Einspeisung PV-Strom	33,82 kWh	33,97 kWh
Eigenverbrauch PV-Strom gesamt	92,05 kWh	89 kWh
Eigenverbrauch PV-Strom Wärmepumpe	35,88 kWh	34,55 kWh
Eigenverbrauchsquote	73 %	72 %

Insgesamt ist ersichtlich, dass einerseits die Energiemengen über den Zeitraum ähnlich waren, sodass hinsichtlich der Wettersituation in den Testphasen bzw. den davon abhängigen Größen PV-Stromerzeugung und Energiebedarf für die Wärmepumpe ähnliche Verhältnisse vorgefunden werden konnten. Ein sehr positives Ergebnis stellt die Eigenverbrauchsquote dar, die in beiden Phasen annähernd ident war, daraus lässt sich schließen, dass es durch den dualen Betrieb zu keiner negativen Beeinflussung des Eigenverbrauchs gekommen ist. Nachdem es innerhalb der Testphasen zu keiner negativen Beeinflussung der Eigenverbrauchsquote durch den zentralen Optimierer gekommen ist, wurden in einem nächsten Schritt die wirtschaftlichen Auswirkungen durch den zentralen Optimierer analysiert. Tabelle 8 zeigt die wesentlichen energetischen und wirtschaftlichen Zahlen der beiden Phasen des Monitorings.

Tabelle 8: Vergleich Stromkosten der Regelstrategien

Kennzahl	reine Eigenverbrauchsoptimierung	duale Optimierung
Durchschnittspreis während Optimierung	41,83 €/MWh	39,73 €/MWh
Durchschnittspreis Strombezug Wärmepumpe während Optimierung	37,59 €/MWh	39,15 €/MWh
Verhältnis	89,86 %	98,54 %
Durchschnittspreis Strombezug Wärmepumpe während EVU-Überschussbetrieb	n. R.	36,39 €/MWh
Verhältnis		91,59 %
Strombezug während Optimierungsphase	9,86 kWh	23,64 kWh
Davon bei EVU-Überschuss	n. R.	7,25 kWh

Es ist zu erkennen, dass die relative Differenz zwischen durchschnittlichen Stromkosten bei der reinen Eigenverbrauchsoptimierung höher ausfällt, als bei der dualen Optimierung. Dabei handelt es sich jedoch um einen zufälligen Effekt, der den Rahmenbedingungen des Systems, vor allem der Preisarithmetik im Großhandel abhängig ist. Dennoch konnte für den Betrieb der Wärmepumpe bei EVU-Überschussbetrieb ein deutlich niedrigerer Strompreis (36,39 €/MWh) erzielt werden, als durchschnittlich in dieser Periode (39,73 €/MWh) vorhanden war. Aufgrund der Kürze der Testphasen bzw. der häufigen Überlagerung der intern geregelten Betriebszeiten der Wärmepumpe mit den Einschaltbefehlen durch das EVU kann allerdings keine allgemeingültige Aussage über die Wirkung der dualen Optimierung getätigt werden. Daher wird versucht, diese Ergebnisse nachfolgend in entsprechenden Kontext zu setzen bzw. bereits ersichtliches Verbesserungspotential für die Regelung bzw. Empfehlungen an die Wärmepumpenhersteller abzuleiten.

Vergleicht man den täglichen Strompreisverlauf der beiden Testphasen, so ergibt sich das Bild lt. Abbildung 61. Dabei zeigt sich, dass in beiden Perioden zwar die frühen Morgenstunden die günstigsten Preise aufweisen, die Streuung in der Periode der Eigenverbrauchsoptimierung jedoch wesentlich höher ist als in der Periode der dualen Optimierung. Zudem fielen die Preise bei der dualen Optimierung in den späten Abendstunden wesentlich früher ab, als bei der reinen Eigenverbrauchsoptimierung. Aufgrund dieser Tatsache und der langen morgendlichen Sperrzeit der dualen Optimierung (6 h vor Überproduktion), sind dementsprechend EVU-Schaltzeiten bereits in den späten Abendstunden erfolgt, obwohl die Preise danach noch merklich abgefallen wären. Dies hat zwar keine unmittelbare Auswirkung auf die Bildung der durchschnittlichen Preise in der Optimierungsperiode, für die die Sperrzeit nicht herangezogen wird, verdeutlicht aber, dass das Potential hinsichtlich Beschaffungsoptimierung durch das vereinfachte Modell nicht ganz ausgeschöpft werden konnte.

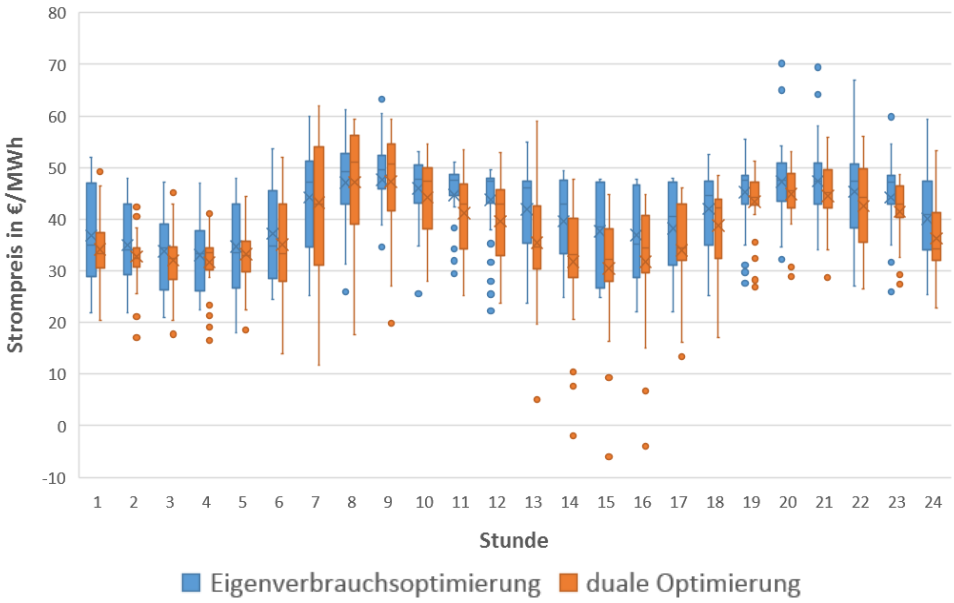


Abbildung 61 Täglicher Strompreisverlauf im Vergleich

Wesentlich im Vergleich der beiden Perioden ist zudem, dass während der reinen Eigenverbrauchsoptimierung der nächtliche Betrieb für die raumwärmebedingte Nachladung zu günstigeren Zeiten, d.h. öfter in den frühen Morgenstunden stattgefunden hat, als bei der dualen Optimierung.

Weiteres Potential liegt im Ansprechverhalten der Wärmepumpe. Während diese für den Warmwasserbetrieb bei Unterschreiten eines entsprechenden Grenzwertes sofort anspricht, so ist der Betrieb im Heizungsmodus mit einer Totzeit behaftet, die sich aus der internen Regelung der Wärmepumpen über die Gradminuten ergibt. Ersichtlich wird dieses Verhalten im Vergleich in Abbildung 62.

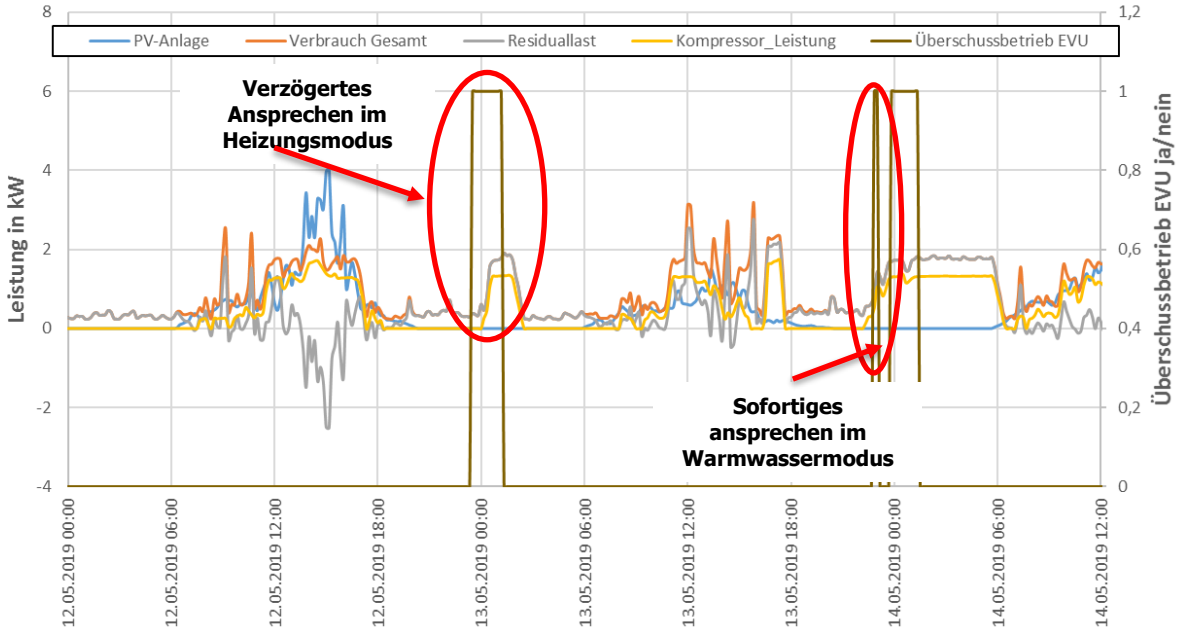


Abbildung 62 Vergleich Ansprechverhalten

Somit können aus dem Probebetrieb die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden:

Um das vereinfachte Modell verbessern zu können

- müsste das Fenster für die Optimierung erweitert werden, um die niedrigen Preise in den frühen Morgenstunden nutzen zu können (eventuell dynamisch abhängig vom PV-Überschuss des nächsten Tages, nicht wie aktuell starr 6 h vor dem nächsten Überschuss).
- müsste ein gesondertes Signal für Raumwärme und Warmwasser ausgegeben werden, wobei das Signal für Raumwärme das verzögerte Ansprechen der Wärmepumpe berücksichtigt.
- müssten Preisevents unter Tags ebenfalls Berücksichtigung finden (siehe negativer Strompreis am 12.05.2019), jedoch unter Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs

Um eine generelle Verbesserung zu erzielen und das Optimierungsmodell für Haushalte gemäß Anhang umsetzen zu können, wäre eine andere Form der Ansprache der Wärmepumpe notwendig. Die derzeitige Lösung mit Verschiebung der Heizkurve ohne direkten Einblick in die wärmepumpeninterne Regelung ermöglicht nicht immer eine exakte Aussage darüber, wie sich die Wärmepumpe bei Befehlen aus dem zentralen Optimierer verhält. Hier wäre eine geeignete Schnittstelle für die Sollwertvorgabe der Leistung zielführender, wobei die sicherheitstechnischen Regelungen in der Wärmepumpe (z.B. Einhaltung bestimmter Drücke) verbleiben müssten.

6.3 Umsetzung im Fernwärmenetz

6.3.1 Umbauten im Fernwärmenetz

Ziel für das Fernwärmenetz war es, die BHKW-Strom-/Abwärmenutzung zu maximieren bzw. die gesamte Energiezentrale (Absorptionskälteanlage, Gebäudeleittechnik f. d. Gebäuderegelung, Biomassekessel) zu optimieren (vgl. Abbildung 63). Dafür wurden im Zuge der Erweiterungs- und Optimierungsmaßnahmen sämtliche bestehende MSR-Anlagen erweitert und teilweise erneuert sowie mit dem zentralen Optimierer vernetzt, um einen effizienten Anlagenbetrieb zwischen dem zentralen Optimierer, den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchsanlagen zu gewährleisten. Um dies zu erreichen, musste die gesamte Regelungslogik/Programmierung überarbeitet werden. Zusätzlich erfolgte auch eine gesamtheitliche Optimierung der Anlagenhydraulik sowie Nachrüstungen von Regeleinrichtungen, Messsensoren und effizienteren Plattenwärmetauschern.

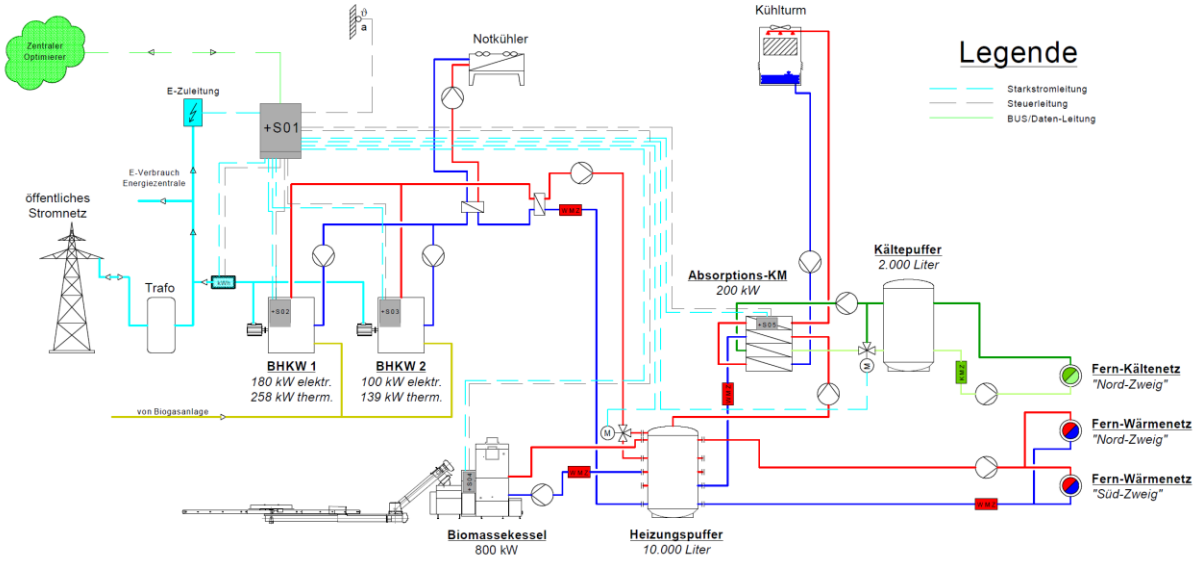


Abbildung 63 : Energieflussschema Erweiterungsmaßnahmen für Kopplungspunkt Strom/Wärme

Die Anbindung der Wärmezentrale an den zentralen Optimierer ermöglicht jeweils für das Gesamtsystem eine optimierte (günstige) Einsatzstrategie unter Berücksichtigung netzübergreifender Anforderungen. Um die dezentralen Versorgungsobjekte des Fernwärmenetzes im Ökopark optimal einbinden zu können, müssen alle verfügbaren Energieformen und Systemparameter gleichzeitig zur Verfügung gestellt werden und abrufbereit sein, um eine Sollwertvorgabe und damit Handlungsempfehlung der übergeordneten zentralen Regelung zu ermöglichen. Aus diesem Grund wurden die Fernwärmeübergabestationen über die Gebäudeleittechnik des Süd- und Nord-Zweigs (Typ Metasys von Johnson Controls) in den zentralen Optimierer eingebunden. Weitere Schnittstellen wurden mit den Erzeugungsanlagen vor Ort, der Energiezentrale (Regeltechnik in der Energiezentrale vom Typ ELESTA/Hereschwerke), den verbauten Wärmemengenzählern (WMZ) vom Typ Lorus M-Bus und den BHKWs bzw. der Wärmepumpe hergestellt.

Während der Umbaumaßnahmen wurden die BHKWs und der Biomassekessel mehrmals teilweise oder ganz außer Betrieb gesetzt und wieder hochgefahren. Dies wurde genutzt, um die möglichen Leistungsminderungen und –anstiege aufzuzeichnen und im Optimierungsmodell zu berücksichtigen. Dabei ergaben sich für die BHKWs die folgenden thermischen Leistungsänderungen je 15-min Zeitschritt nach Abbildung 64. Dabei wurden nicht plausible Werte (> Nennleistung der BHKWs) ausgeschieden und analoge Werte für die Leistungssteigerung und Minderung angesetzt.

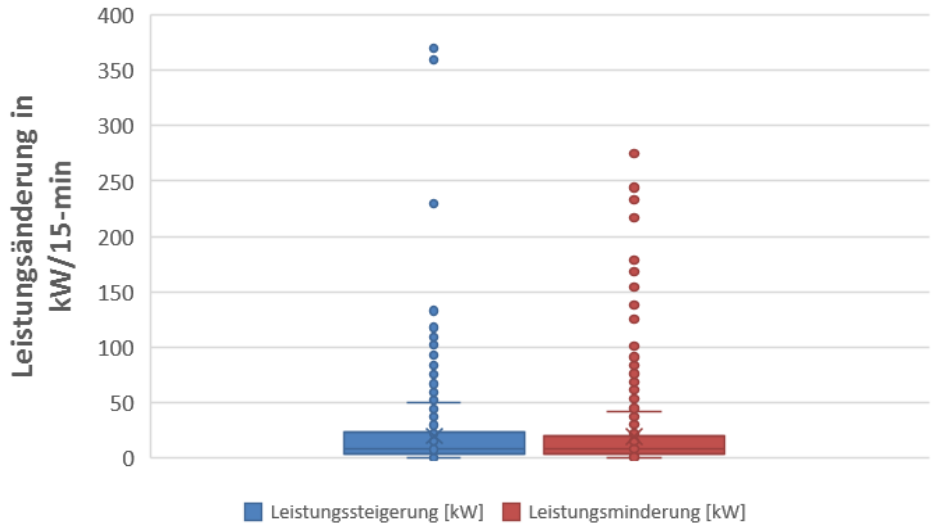


Abbildung 64: Leistungsänderung der BHKWs je Zeitintervall

Analog dazu wurden die Leistungsänderungen des Biomassekessels ausgewertet (vgl. Abbildung 65.

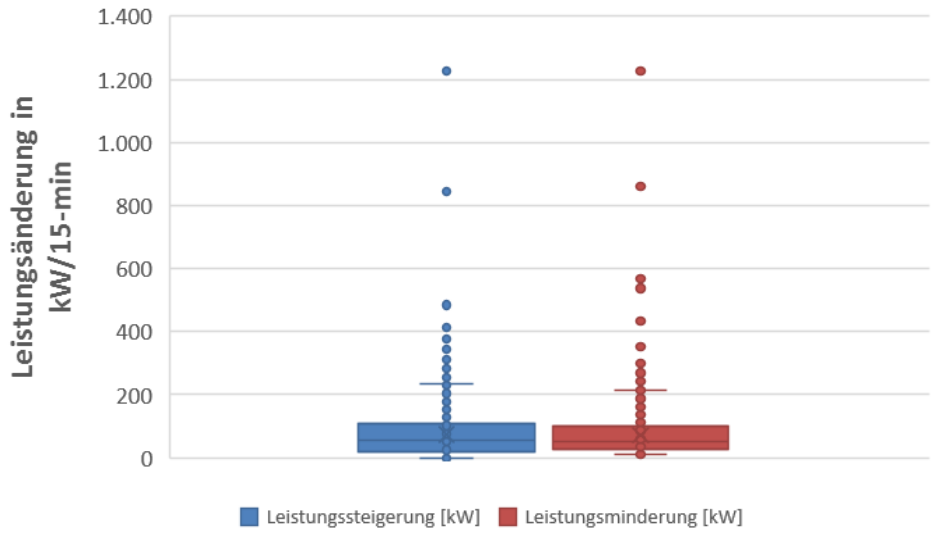


Abbildung 65: Leistungsänderung des Biomassekessels je Zeitintervall

Zur Bewertung dieser Daten und Festlegung einer Leistungsänderungsgeschwindigkeit für das Optimierungsmodell wurden folgende Überlegungen angestellt:

- Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der BHKWs teilen sich analog zu ihrer Nennleistung auf.
- Basierend auf den Messdaten wurde nach Rücksprache mit dem Hersteller der BHKWs der Wert für beide BHKWs auf 200 kW_{th} je 15-min Zeitschritt gesetzt.
- Das Verhältnis zwischen thermischer und elektrischer Leistung wird als konstant angenommen
- Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit des Biomassekessels wurde nach Rücksprache mit dem Wartungspersonal konservativ mit 110 kW je 15-min Zeitschritt

festgesetzt, um einen sicheren Betrieb ohne Betriebsstörungen und somit der Notwendigkeit von Eingriffen durch das Personal zu gewährleisten.

Somit konnten die letzten notwendigen Parameter für die Optimierungsmodelle erhoben werden und der Testbetrieb zur Steuerung aus dem zentralen Optimierer durchgeführt werden.

6.3.2 Testbetrieb Wärmenetz

Der Testbetrieb für das Wärmenetz teilte sich in zwei wesentliche Testphasen auf:

- Kommunikationstest am 15.03.2019
- Optimierungsphase zwischen 26.03.2019 und 30.03.2019

In einem Vor-Ort Kommunikationstest wurde anhand händischer Vorgaben getestet, ob die Kommunikation mit Leistungsvorgaben für die BHKWs aus dem zentralen Optimierer heraus bewerkstelligt werden kann. Wesentlich dafür war, dass seitens der Regelung der BHKWs einmalig vorab eine Freigabe für die Steuerung von außen erfolgen musste. Danach konnte festgestellt werden, dass die BHKWs sowohl den Leistungsvorgaben als auch den Start- und Stoppbefehlen aus dem zentralen Optimierer folgen. Einzige Ausnahme war ein Problem beim raschen wiederhochfahren, da hier die Regelung der BHKWs selbst aufgrund zu hoher Kühlwassertemperaturen den Betrieb verweigert hat. Dies ist zwar einerseits im Sinne dessen, dass durch die zentrale Optimierung keine anlagenbedingten Betriebsbedingungen verletzt werden dürfen. Durch einen Logikfehler in der Regelung der BHKWs selbst führte dies aber dazu, dass auch nach Erreichen der notwendigen Temperaturen kein Start durchgeführt wurde, da die interne Logik dies verhinderte. Nach Rücksprache mit dem Hersteller der BHKWs wurde dieser Umstand im Nachgang zum Kommunikationstest behoben.

Der Testbetrieb legte reale Strommarktpreise zugrunde (Spotmarkt-Day Ahead), bei dem derzeit noch vorhandenen Einspeisetarif lediglich ein Bandlastbetrieb der BHKWs die das Resultat der Optimierung gewesen wäre. Basierend auf den Vorarbeiten und der fertig gestellten Implementierung der Regelstrategie in den zentralen Optimierer wurde im Zeitraum 26.03.2019 bis 30.03.2019 ein Testbetrieb für die stromgeführte Optimierung, das bedeutet, dass bei entsprechender Strommarktsituation auch Wärmeüberschüsse produziert werden dürfen, die über den Rückkühler an die Umgebung abgegeben werden, aus dem zentralen Optimierer heraus durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf den Erkenntnisgewinn des praktischen Ablaufs der Optimierung, der Stabilität der Verbindungen sowie auf dem Nachweis der Kommunikation über einen längeren Zeitraum. Die Rückkopplung zur Anpassung der Parameter des Modells sowie der simulationstechnischen Analyse eines Betriebsjahres erfolgte im Nachgang.

Da aufgrund eines nicht vorhandenen Wärmemengenzählers im Rückkühlkreis keine vollständige Wärmebilanz gezogen werden kann (vgl. Abbildung 66), erfolgt die Auswertung des Testbetriebs vorranging auf Basis der gemessenen elektrischen Leistungen und Energien.

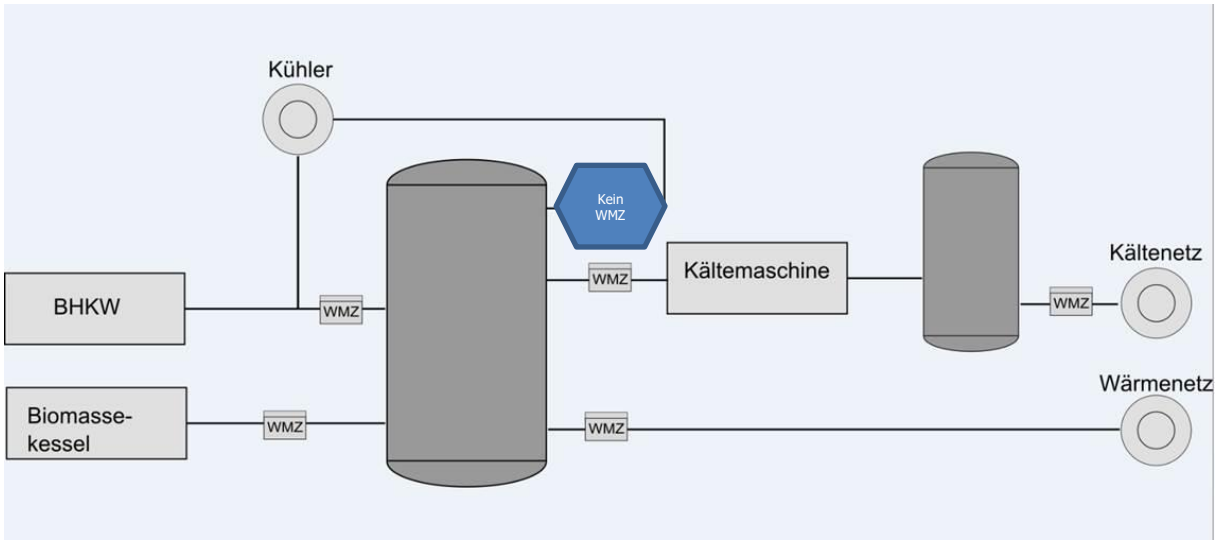


Abbildung 66: Vereinfachtes Schema Wärmenetz

Der Testbetrieb wurde vom 26.03.2019 15:45 bis 30.03.2019 21:45 durchgeführt. Als Strompreise wurden die 15-min Day-Ahead-Spotmarktpreise der österreichischen Strombörse EXAA herangezogen [15]. Abbildung 66 zeigt den Verlauf des Wärmebedarfs sowie des Strompreises im Testzeitraum, wobei der Wärmebedarf der gemessene des Wärmemengenzählers im Wärmenetz ist. Die Kältemaschine hat im Testzeitraum Antriebswärme bezogen. Die Optimierung erfolgte stündlich aufgrund der jeweils aktuell verfügbaren Prognosedaten und Spotmarktpreise, nachfolgende Darstellungen enthalten stets die jeweils aktuellsten Prognosedaten bzw. darauf basierte Betriebsvorgaben aus der Optimierung.

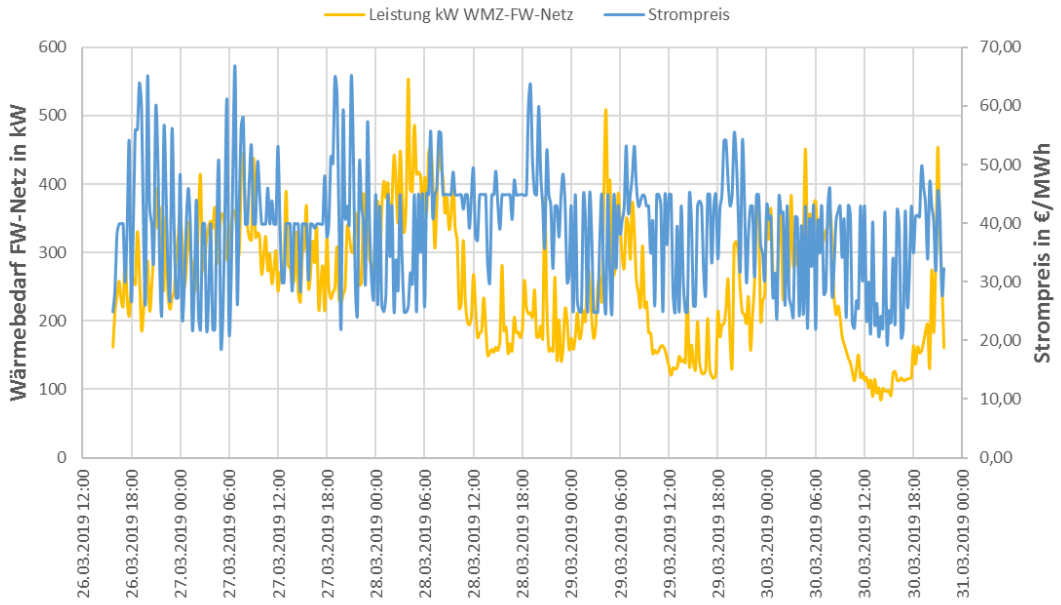


Abbildung 67: Strompreis und Wärmebedarf im Testzeitraum

Der Wärmebedarf im Zeitraum betrug 26.120 kWh, die durchschnittliche Wärmelast 255 kW. Abbildung 68 zeigt die durch den Optimierer errechnete Wärmeleistung der BHKWs.

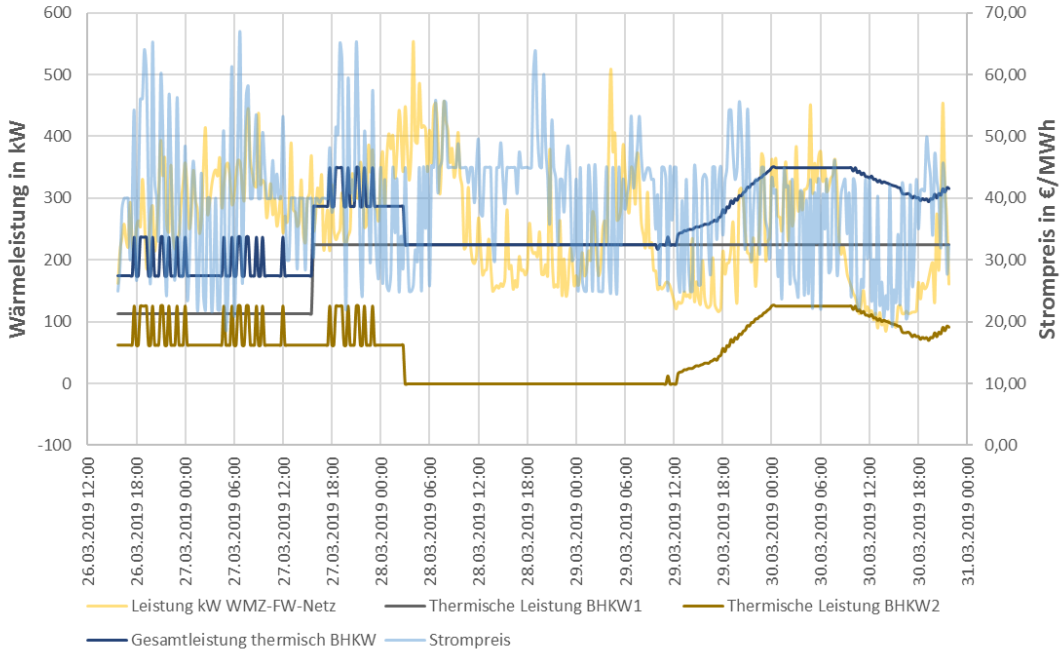


Abbildung 68: Errechnete Wärmeerzeugung der BHKWs im Testzeitraum

Es ist zu erkennen, dass das der Einsatz von BHKW1 über die gesamte Dauer geplant ist, während das BHKW2 aufgrund der höheren spezifischen Kosten am Beginn des Testbetriebs in unterschiedlichen Leistungsstufen in Betrieb ist, während es am 28.03. ausgeschalten werden soll und erst am 29.03. zu Mittag wieder eingeplant ist. Die Abschaltung liegt zum einen an den niedrigen Strompreisen in der Nacht von 27. auf den 28.03., zum anderen am niedrigen Wärmebedarf am 28.03. Die verbleibende Wärmelast soll durch den BMK bereitgestellt werden. In Summe ergibt sich damit rechnerisch die Stromeinspeisung nach Abbildung 69. Es ist zu erkennen, dass das BHKW1 mit niedrigen spezifischen kosten die Grundlast elektrisch und thermisch darstellt, während das BHKW2 anfangs für Ausgleich sorgt bzw. zwischenzeitlich aufgrund der Arithmetik komplett abschaltet, um gegen Ende wieder stetig die Leistung zu erhöhen. Die stetige Leistungserhöhung gegen Ende ist bedingt durch die geplante Abschaltung des Biomassekessels, was verbunden mit dem Pufferspeicher eine Abdeckung des Wärmebedarfs alleine durch die BHKWs möglich macht, jedoch einen gleichmäßigeren Betrieb zur Folge hat, um die Lastspitzen aus dem Puffer heraus abdecken zu können.

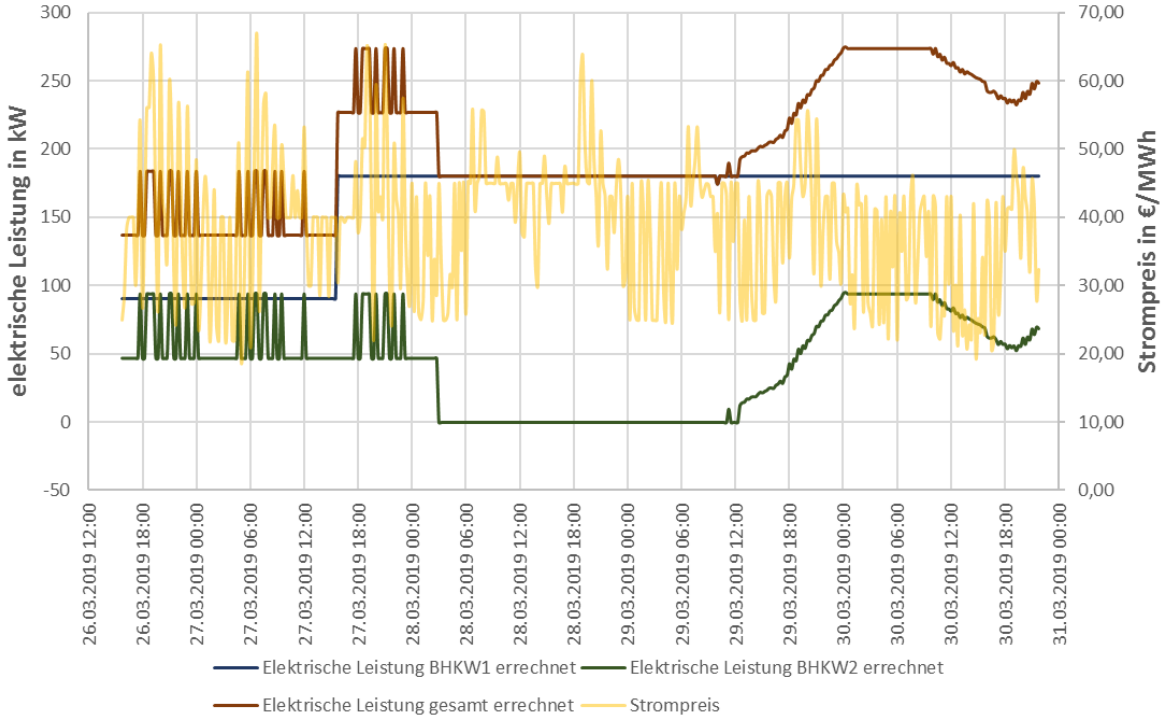


Abbildung 69: Errechnete elektrische Leistung der BHKWs im Testzeitraum

Für die Überprüfung, ob die Leistungsvorgabe durch die Anlagen auch umgesetzt wurde, ist wie oben erwähnt aufgrund eines nicht vorhandenen Wärmemengenzählers im Rückkühlkreislauf die elektrische Leistung heranzuziehen. Abbildung 70 zeigt den Vergleich zwischen der Leistungsvorgabe aus dem zentralen Optimierer und der gemessenen elektrischen Leistung für das BHKW1. Es ist zu erkennen, dass die Übereinstimmung in höchstem Maße gegeben ist.

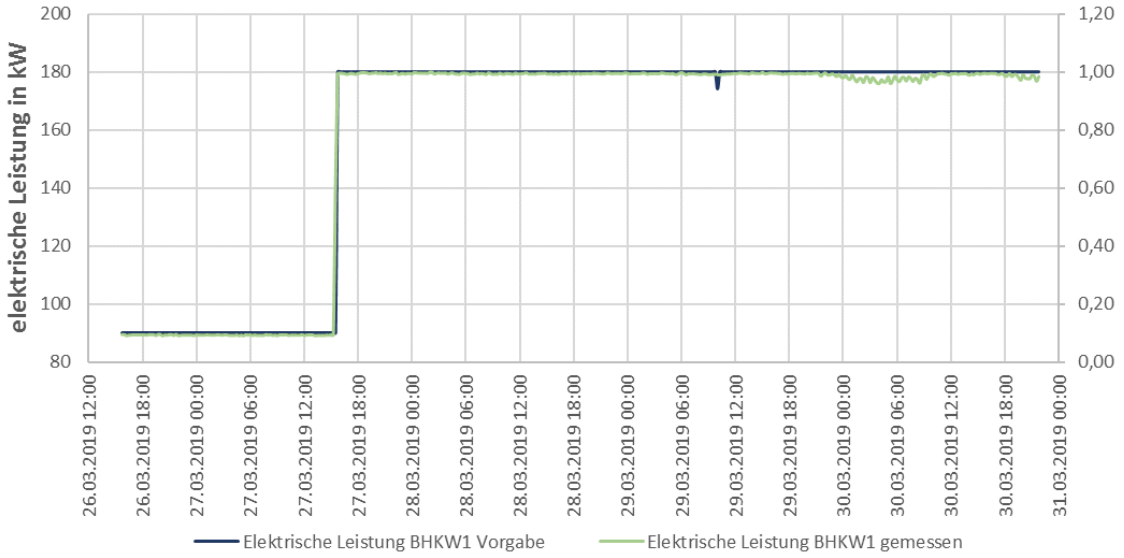


Abbildung 70: Vergleich Leistungsvorgabe / gemessene Leistung BHKW1

Für das BHKW2 stellt sich die Situation völlig konträr dar. Eine Fehleranalyse im zentralen Optimierer im Nachgang zum Test hat gezeigt, dass hier aufgrund eines Kommunikationsproblems die Versendung der Befehle aus dem zentralen Optimierer an das BHKW2 nicht erfolgt ist. Dieser Fehler wurde nach dem Testbetrieb behoben. Dass trotz dieses Kommunikationsfehlers das System insoweit stabil gelaufen ist, als dass der Wärmebedarf zu jeder Zeit gedeckt war und der Biomassekessel durch seine interne Regelung trotz dieser Soll-Ist-Abweichung die Residuallast der Wärme ausgeregelt hat, zeigt andererseits, wie robust dieser Optimierungsansatz hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Anlagen ist.

6.3.3 Simulationstechnische Bewertung der Regelstrategie

Da der Testbetrieb für das Wärmenetz nur für einige Tage am Ende der Heizperiode durchgeführt werden konnte, wurde die Bewertung der Regelstrategie anhand einer Jahressimulation unter Berücksichtigung der aus dem Testbetrieb gewonnenen Parameter ergänzt.

Die einzelnen analysierten Szenarien sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9 Analysierte Szenarien im Wärmenetz

Titel Szenario	Erlöse	Preisansatz Biogas	Betriebsweise
FT_SG-1	Fördertarif	-1 ct/kWh$_{Br}$	Stromgeführt
FT_SG4,9	Fördertarif	4,9 ct/kWh$_{Br}$	Stromgeführt
RP_SG-1	Realer Preis	-1 ct/kWh$_{Br}$	Stromgeführt
RP_SG4,9	Realer Preis	4,9 ct/kWh$_{Br}$	Stromgeführt
RP_WG-1	Realer Preis	-1 ct/kWh$_{Br}$	Wärmegeführt
RP_WG4,9	Realer Preis	4,9 ct/kWh$_{Br}$	Wärmegeführt

Die Bezeichnung folgt der Logik: Strompreisansatz (FT = Fördertarif, RP = Realer Preis), Fahrweise (SG = stromgeführt, WG = wärmegeführt) sowie den variablen Brennstoffkosten (-1 ct/kWh$_{Br}$ bei Berücksichtigung der Entsorgungsgebühren, 4,9 ct/kWh$_{Br}$ ohne Berücksichtigung der Entsorgungsgebühren). Da eine wärmegeführte Betriebsweise während der Laufzeit des Fördertarifs wirtschaftlich weder Sinn macht, noch von der Förderstelle akzeptiert ist, werden hier nur stromgeführte Szenarien analysiert.

Für jedes Szenario wurden die Leistungsvorgaben der BHKWs, sich die daraus ergebende Residuallast für den Biomassekessel, die sich ergebende eingespeiste elektrische Energie sowie die variablen Kosten ermittelt. Die Erlöse für die Einspeisung von Strom wurden dabei von den Kosten abgezogen, sodass sich hier durchaus auch negative Werte ergeben können. Tabelle 10 zeigt die Ergebnisse der analysierten Szenarien.

Tabelle 10 Ergebnisse der analysierten Szenarien für das Wärmenetz

Titel Szenario	Wärme aus BHKW1 in kWh_{th}	Wärme aus BHKW2 in kWh_{th}	Wärme aus BMK in kWh_{th}	Strom aus BHKW1 in kWh_{el}	Strom aus BHKW2 in kWh_{el}	variable Kosten
FT_SG-1	1.971.000	1.093.510	144.153	1.576.800	820.133	-16.901,04 €
FT_SG4,9	1.971.000	1.093.510	144.153	1.576.800	820.133	-1.402,87
RP_SG-1	1.969.092	1.091.799	144.235	1.575.274	818.849	-6.413,72
RP_SG4,9	3.317	2.544	2.089.927	2.653	1.908	2.363,41
RP_WG-1	1.530.828	419.854	145.124	1.224.663	314.891	-4.049,79
RP_WG4,9	3.317	2.544	2.089.927	2.653	1.908	2.363,41

Der erzeugte Strom bei den stromgeführten Modellen mit Fördertarif (FT_SG-1 und FT_SG4,9) stellt dabei das Maximum an möglicher Stromerzeugung dar. Es beträgt ~ 1.577 MWh für das BHKW1 und 820 MWh für das BHKW2. Beim stromgeführten Szenario nach Ablauf des Fördertarifs und bei Berücksichtigung der Entsorgungsgebühren für die Speisereste (RP_SG-1) reduziert sich die Erzeugung nur unwesentlich auf 1.575 bzw. 819 MWh. Die Leistungsreduktion erfolgt erwartungsgemäß zu Zeitpunkten sehr niedriger Strompreise, wie das Beispiel in für den 1. Jänner in Abbildung 71 zeigt.

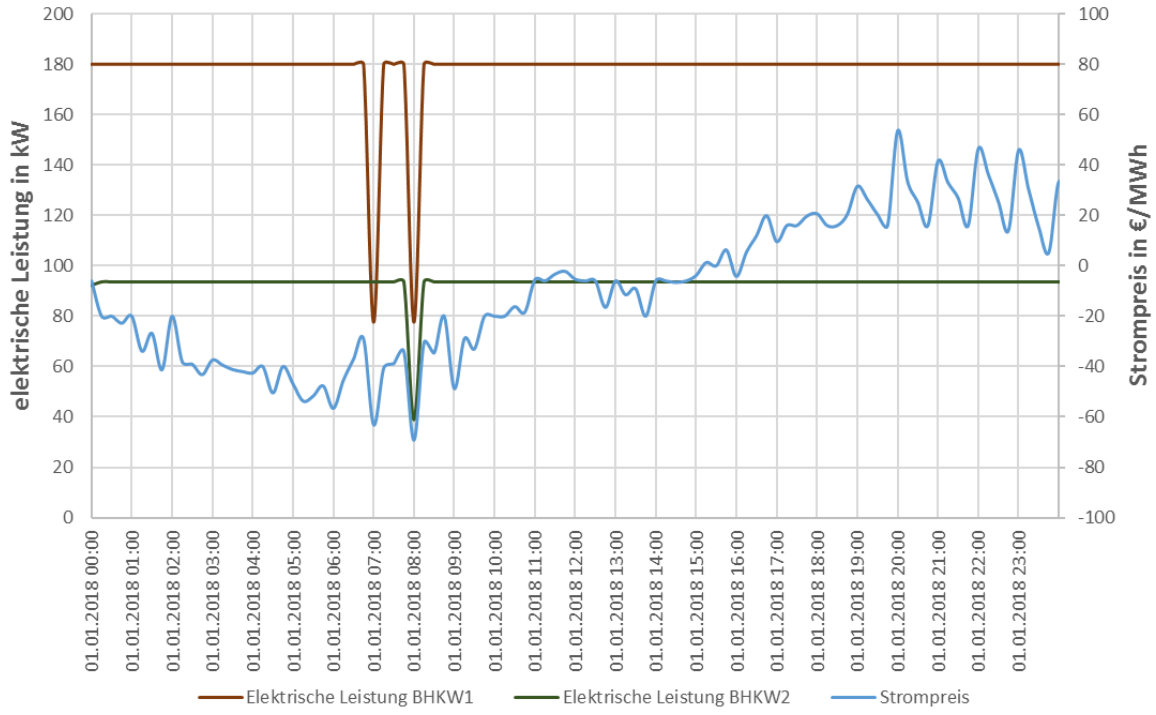


Abbildung 71 Leistungsreduktion im Szenario RP_SG-1 am 1. Jänner

Abbildung 72 zeigt den Lastverlauf des Biomassekessels über das gesamte Betriebsjahr. Es kann gezeigt werden, dass der Biomassekessel über den Sommer (11.04.2018 –– 11.11.2018) außer Betrieb bleiben kann.

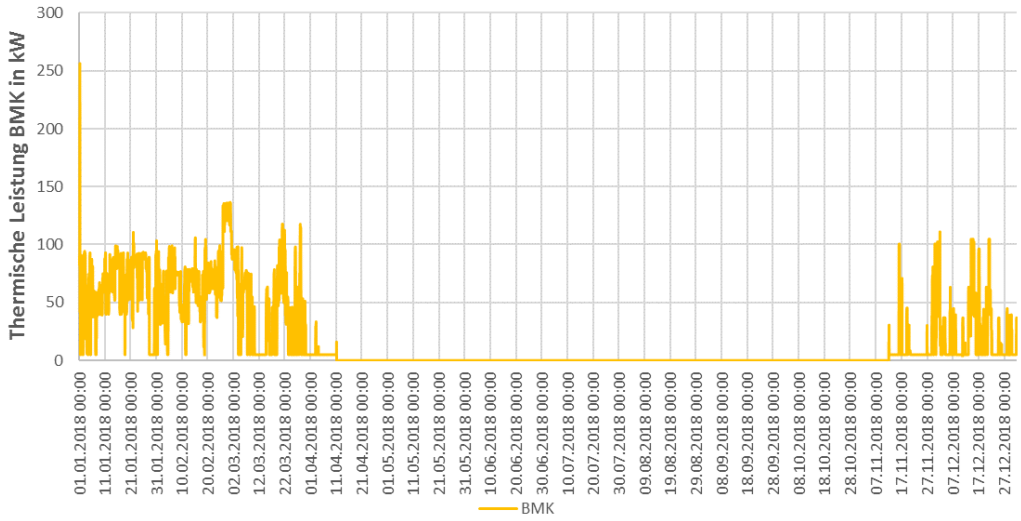


Abbildung 72 Lastverlauf Biomassekessel Szenario RP_SG-1

Legt man das Szenario mit den Brennstoffkosten ohne Erlöse zugrunde, so ergibt sich ein konträres Bild. Der Betrieb der BHKWs würde sich hier nur an wenigen Tagen im Jahr rechnen und würde nur bei sehr hohen Strompreisen oder hohen Wärmelasten stattfinden. Abbildung 73 zeigt eine dieser Situationen im simulierten Jahr für den 01.10. – 02.10. Allgemein kann festgehalten werden, dass in diesem Szenario der Betrieb der BHKWs erst ab einem Strompreis von rund 100 €/MWh interessant erscheint.

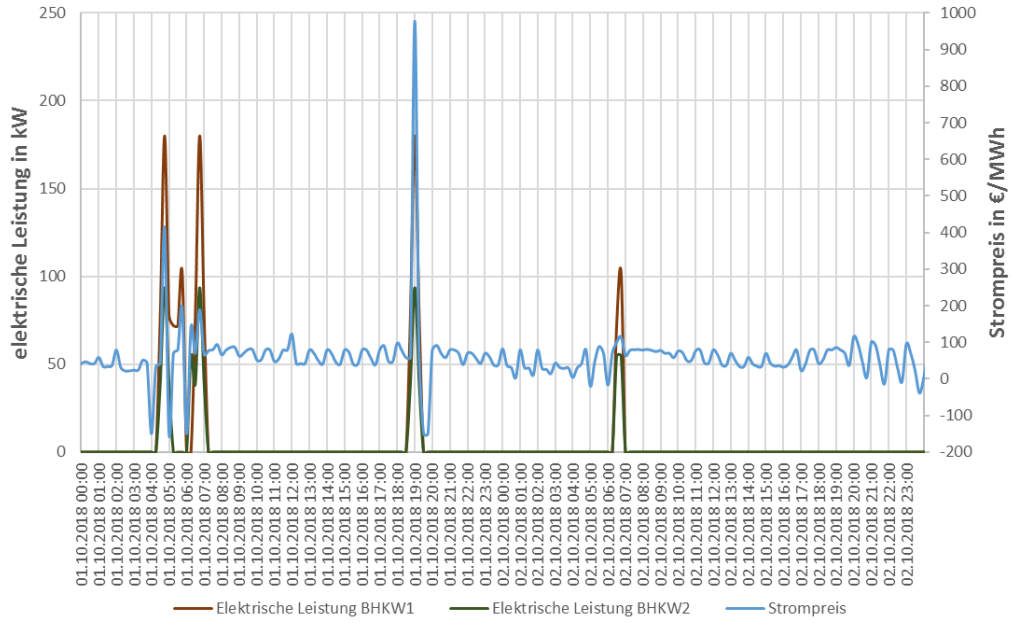


Abbildung 73 Betrieb der BHKWs im Szenario RP_SG4,9 vom 01.10.2018 – 02.10

Entsprechend der geringen Laufzeiten der BHKWs ist der Biomassekessel für den überwiegenden Anteil der Wärmeerzeugung über das Jahr zuständig (vgl. Abbildung 74).

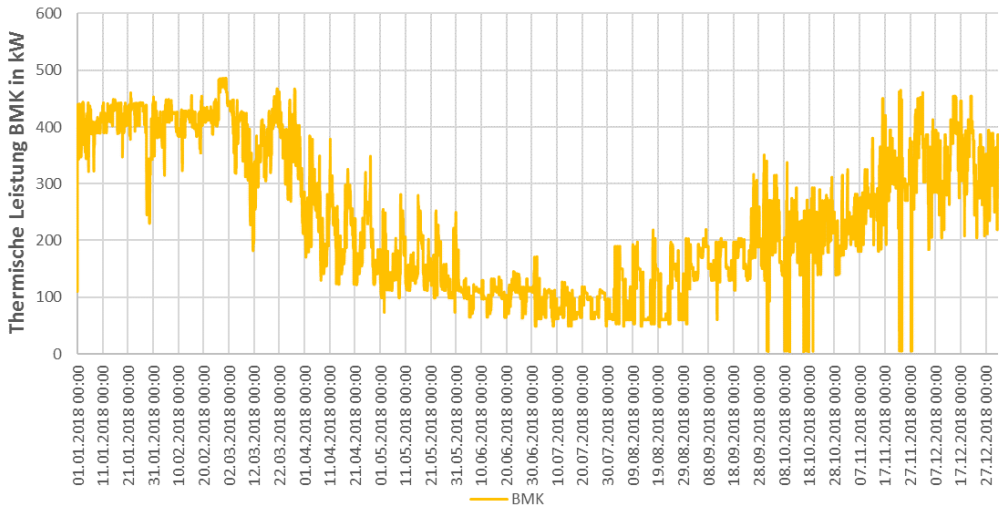


Abbildung 74 Lastverlauf Biomassekessel Szenario RP_SG4,9

Das wärmegeführte Szenario mit dem Brennstoffkostenansatz von 4,9 ct/kWh$_{Br}$ liefert hinsichtlich der Energieflüsse das exakt selbe Ergebnis wie das stromgeführte Szenario mit diesem Ansatz. Dies deutet darauf hin, dass jegliche Wärmeerzeugung der BHKWs auch in Wärmenetz eingespeist werden kann, eine Rückkühlung ist nicht notwendig.

Das wärmegeführte Szenario mit dem niedrigeren Brennstoffkostenansatz (RP_WG-1) liefert etwas abweichende Ergebnisse vom stromgeführten Szenario. Dies liegt daran, dass die BHKWs nur dann laufen, wenn die dort erzeugte Wärme auch ins Wärmenetz geliefert werden kann. Abbildung 75 bis Abbildung 78 zeigen dies anhand unterschiedlicher Beispielwochen.

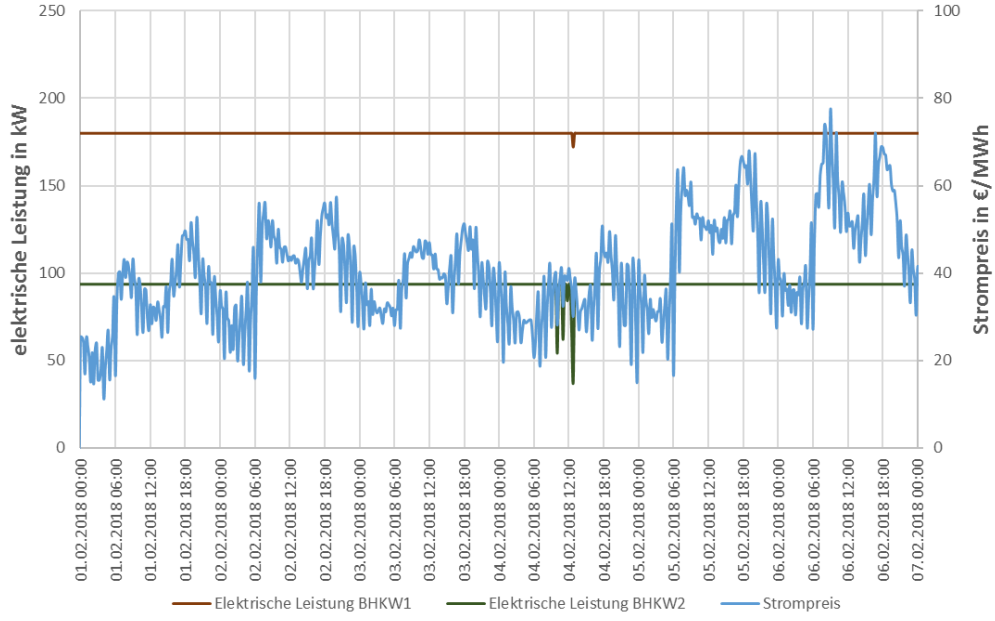


Abbildung 75 Winterbetrieb der BHKWs im Szenario RP_WG-1

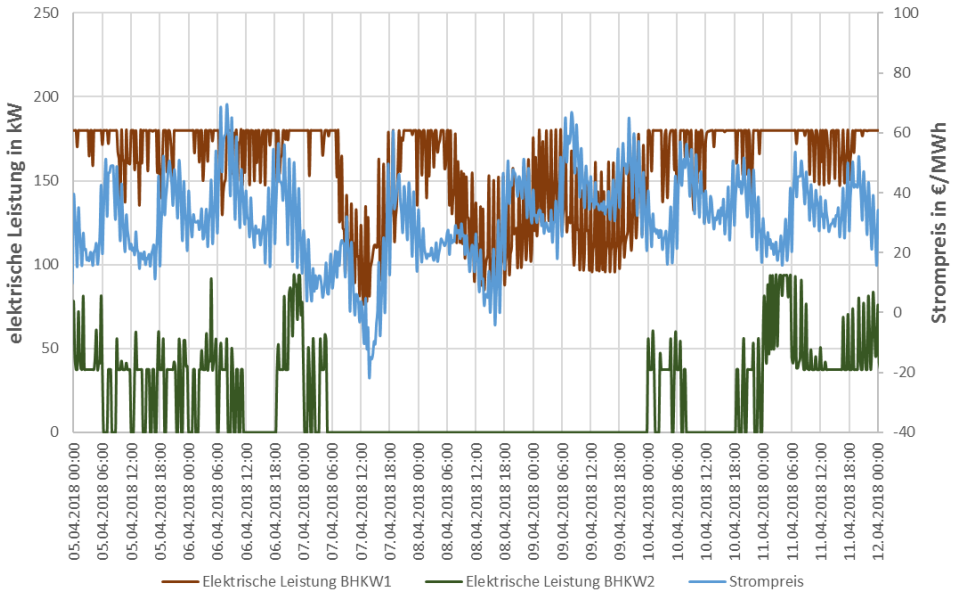


Abbildung 76 Betrieb in der Übergangszeit (Frühling) der BHKWs im Szenario RP_WG-1

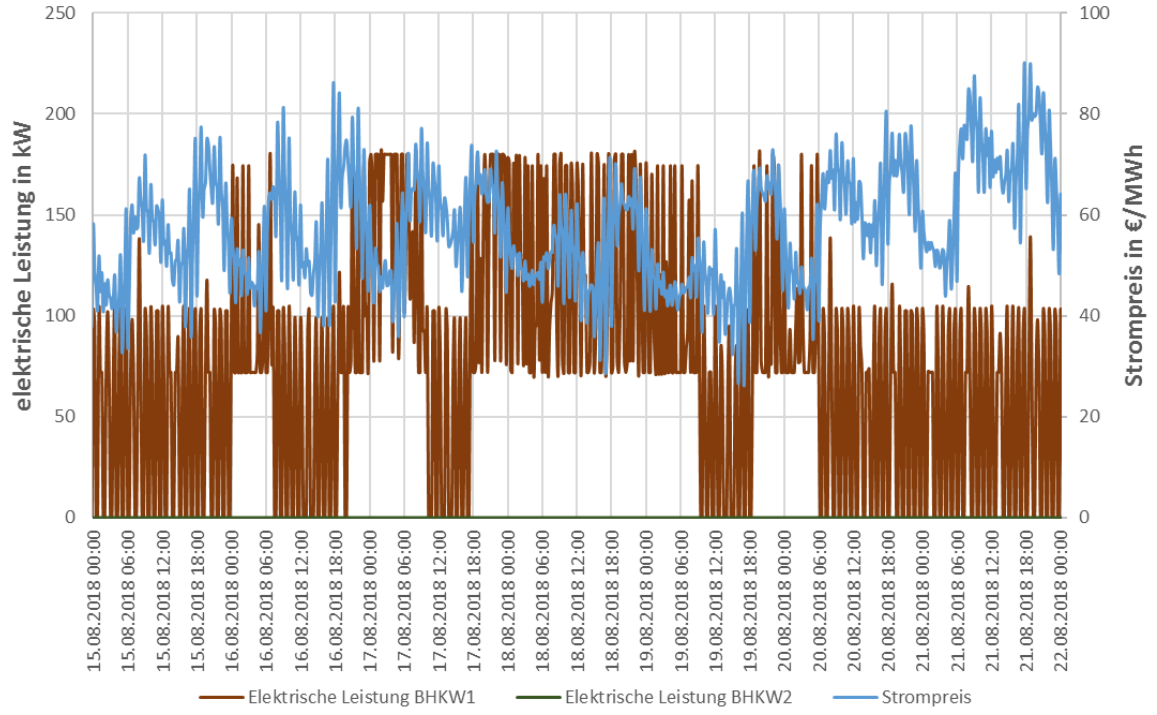


Abbildung 77 Sommerbetrieb der BHKWs im Szenario RP_WG-1

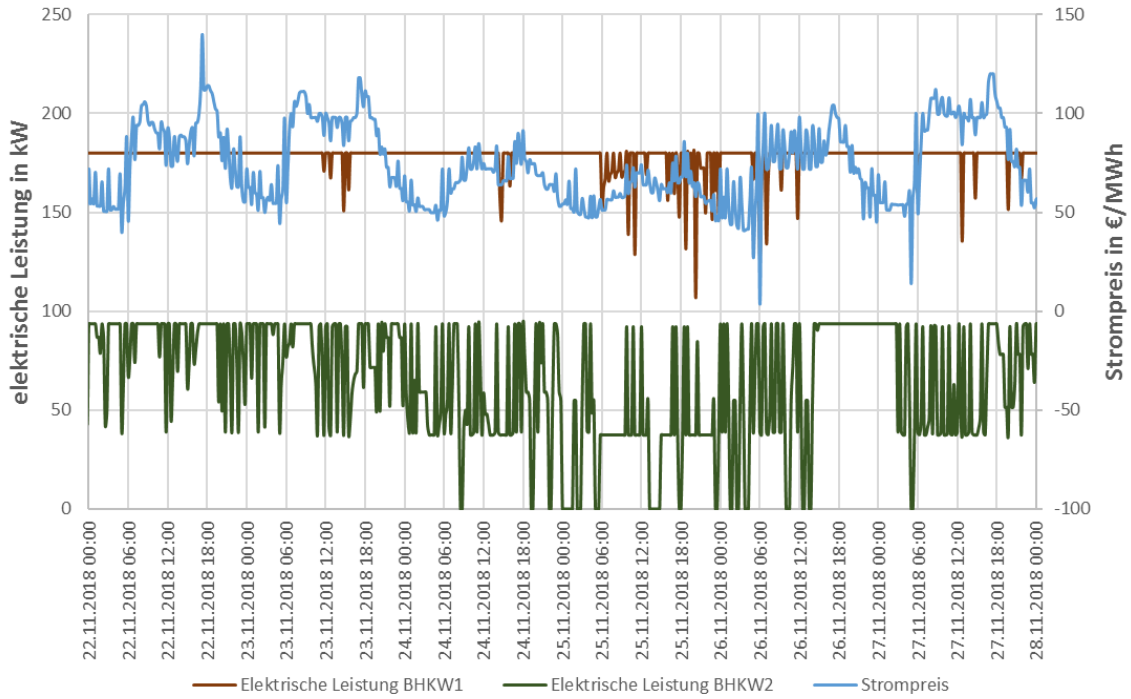


Abbildung 78 Betrieb in der Übergangszeit (Herbst) der BHKWs im Szenario RP_WG-1

Während im Winter die BHKWs überwiegend Bandlast liefern, werden sie in der Übergangszeit überwiegend alternierend betrieben, wobei das BHKW1 aufgrund der niedrigeren variablen Kosten eine weitaus höhere Laufzeit aufweist als das BHKW2. Im Sommer wird überhaupt nur noch BHKW1 betrieben, während BHKW2 ausgeschaltet bleibt. Der Biomassekessel weist in etwa die selbe Charakteristik und bereit gestellte Wärmemenge wie im stromgeführten Szenario auf. Der Unterschied lässt sich lediglich mit der Auswirkung der Mindeststillstandszeiten der BHKWs im alternierenden Betrieb begründen, was zu einem geringfügig höheren Biomassekesseleinsatz in diesem Szenario führt (vgl. Abbildung 79).

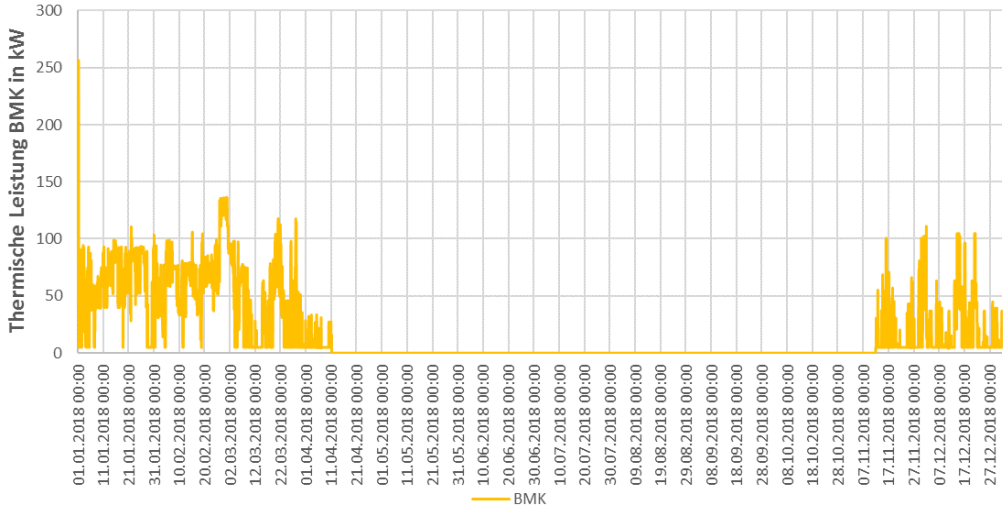


Abbildung 79 Lastverlauf Biomassekessel Szenario RP_WG-1

Insgesamt kann also festgestellt werden, dass bei gleichbleibender Kostenstruktur, insbesondere der Brennstoffkosten unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Verwertung von Speiseresten, der stromgeführte Betrieb, dh. Rückkühlen von überschüssiger Wärme ist erlaubt, auch nach Ablauf des Fördertarifs fortgesetzt werden sollte.

6.4 Erhöhung der Aufnahmekapazität für fluktuierende erneuerbare Einspeisung

6.4.1 Datengrundlage

Für die Untersuchung wurden die folgenden Daten zugrunde gelegt.

Lastprofile

Die Verbrauchsdaten basierten auf den folgenden Standardlastprofilen (laut BDEW)

- H0 – Haushalt (dynamisiert)
- G0 – Gewerbe allgemein
- G3 – Gewerbe durchlaufend
- ULA – Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung (ganzjährig)
- ULC – Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung (Übergangszeit, Winter)
- ULD – Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung (Übergangszeit, Winter)
- L1 – Landwirtschaftlicher Betrieb mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht

Diese Verbrauchsprofile wurden zu Jahresprofilen vervollständigt und auf 1.000 kWh normiert. H0 wurde zusätzlich noch dynamisiert[8].

Das H0, G0, G3, ULA, ULC, ULD und L1 Profil werden mit einem cos φ von 0,95 angenommen.

Erzeugungsprofil

Die PV-Erzeugung basiert auf zur Verfügung gestellten generierten Werten für die betrachtete Region. Dieses Profil wird anstatt dem Standarderzeugungsprofil E1 eingesetzt. Das Originalprofil weißt eine Jahresenergiemenge von 1.074 kWh auf. Diese wurde daraufhin auf 1.000 kWh normiert.

PV-Ausbaupotentiale

Das theoretische maximale PV-Potenzial je Knoten bzw. Verbrauchergruppe ist nach oben beschränkt, damit von einem realistischen Ausgangszustand für die Berechnung ausgegangen werden kann. Die maximalen PV-Potenziale wurden daher je nach Verbraucherkategorie auf Basis von Erhebungen der TU Wien[9] bestimmt. Tabelle 11 zeigt die maximal installierbaren Photovoltaikleistungen in Abhängigkeit des Gebäudetyps.

Tabelle 11: Installierbare Photovoltaikleistungen aufgeschlüsselt auf Gebäudekategorie[9]

	Landwirtschaft groß	Landwirtschaft klein	Ein- und Zweifamilienhäuser	Wohnhäuser 3-10HH
PV Installation pro Gebäude	43 kW	12 kW	12 kW	17 kW

6.4.2 Ergebnisse „Best-Case"

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen des Netzabschnittes „Best-Case" beleuchtet.

Netz „Best-Case" ohne PV Zubau

Um die Auswirkungen durch den optimierten Betrieb dazustellen, wurden als Ausgangszustand die Netzabschnitte ohne zusätzliche PV Erzeugung herangezogen. Die Knotenspannungen und die Leitungsauslastungen des Netzes „Best-Case" ohne Zubau von PV Erzeugung sind in Abbildung 80 dargestellt. Die Auslastung der Leitungen war über das Jahr gesehen immer unter 10%. Die Knotenspannungen schwankten um 100% der Nennspannung mit weniger als 1% Abweichung.

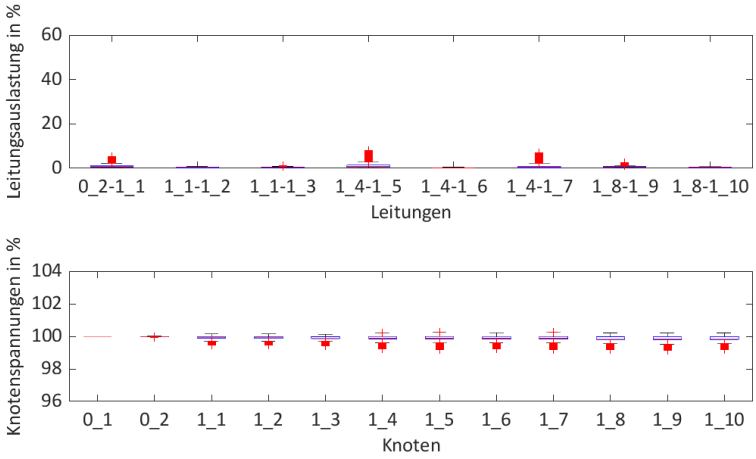


Abbildung 80: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Best-Case" ohne PV-Zubau

Netz „Best-Case" mit PV Zubau

Im diesem Netzabschnitt konnte an allen Knoten, bis auf Knoten 1_9, das volle PV-Potenzial ausgebaut werden. An diesem Knoten konnten nur 4 von 12 kW_P installiert werden. Das kritische Kriterium war hierbei die Knotenspannung, welche an diesem Knoten an die 103%-Grenze geriet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 81 dargestellt.

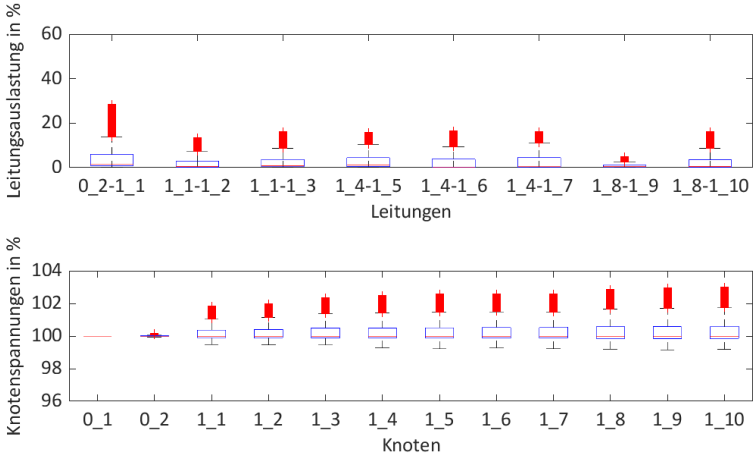


Abbildung 81: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Best-Case" mit PV-Zubau

Netz „Best-Case" mit PV Zubau und Optimierung

Im diesem Netzabschnitt konnte durch die Optimierung der (elektro-)thermischen Flexibilitäten an allen Knoten das volle PV-Potenzial ausgebaut werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 dargestellt. Trotz des PV-Zubaus konnte am kritischen Knoten 1_9 eine Reduktion der maximalen Kontenspannung absolut gesehen um 0,22% auf 102,7% im Vergleich zum PV-Zubau ohne optimierte Verbrauchsprofile beobachtet werden. Die Leitungsauslastung konnte weiterhin als unkritisch betrachtet werden, da diese in allen Leitungen weiterhin niedrig (unter 30%) waren.

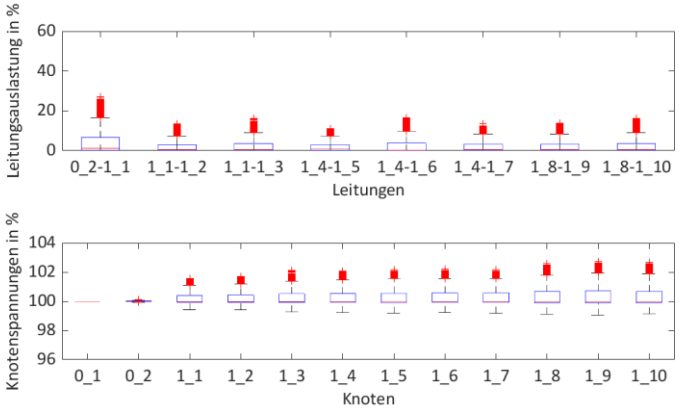


Abbildung 82: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Best-Case" mit optimierten Lastprofilen und PV-Zubau

6.4.3 Ergebnisse „Regular Case"

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen des Netzabschnittes „Regular-Case" beleuchtet.

Netz „Regular-Case" ohne PV Zubau

Die Knotenspannungen und die Leitungsauslastungen des Netzes „Regular-Case" ohne Zubau von PV Erzeugung sind in Abbildung 83 dargestellt. Die Auslastung der Leitungen war über das Jahr gesehen immer unter 20%. Die Knotenspannungen schwankten um 100% der Nennspannung mit weniger als 4% Abweichung.

Netz „Regular-Case" mit PV Zubau

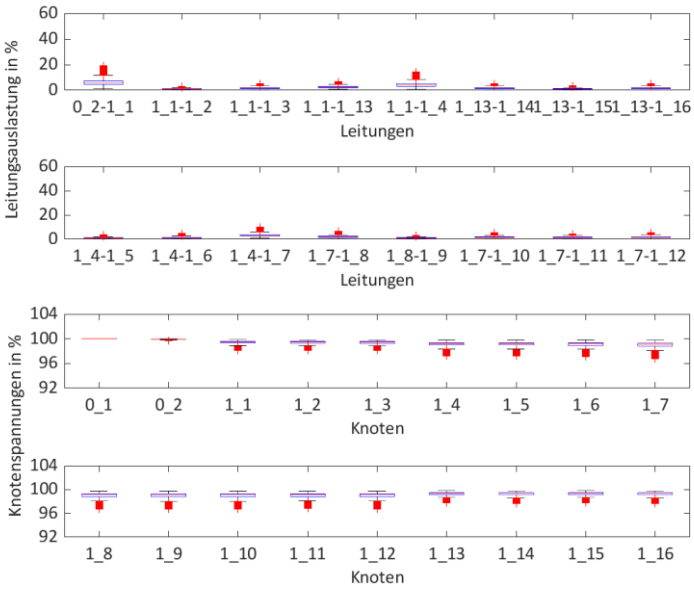


Abbildung 83: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Regular-Case" ohne PV-Zubau

In diesem Netzabschnitt konnten nur an Knoten 1_9, 1_10, und 1_12 nicht die maximale PV-Leistung ausgebaut werden. Am Knoten 1_12 konnten noch 9 von 17 kW_P Ausbaupotential installiert werden. Am Knoten 1_10, der nach dem Algorithmus der nächste auszubauende Knoten wäre, konnte nur mehr 1 kW_P installiert werden. Letztlich konnte daher am Knoten 1_9 keine PV-Kapazität mehr ausgebaut werden. Das kritische Kriterium war die Knotenspannung, welche an diesen Knoten an die 103%-Grenze geriet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 84 dargestellt.

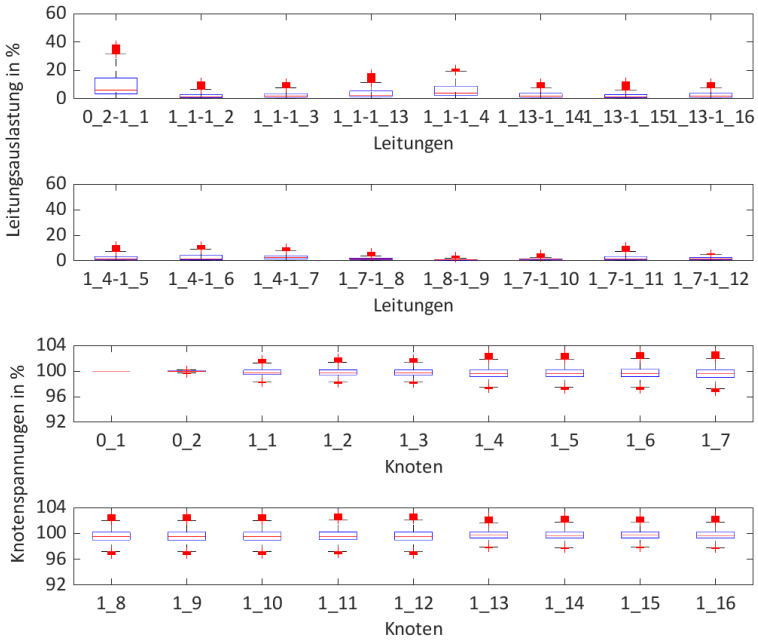


Abbildung 84: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Regular-Case" mit PV-Zubau

Netz „Regular-Case" mit PV Zubau und Optimierung

In diesem Netzabschnitt konnte nun an allen Knoten, bis auf Knoten 1_10, das volle PV-Potenzial ausgebaut werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 85 dargestellt. Am kritischen Knoten 1_10 konnte nun zumindest eine Leistung von 1 kW_P ausgebaut werden. Das kritische Kriterium war an diesem Knoten wieder die Knotenspannung, wobei nun das entscheidende Kriterium für keinen höheren Ausbau die Steigerung um 3% zum Vorzustand entscheidend war.

Interessant zu beobachten ist, dass die minimalen Knotenspannungen durch die Optimierung der Verbrauchsprofile deutlich nach unten verschoben wurde. Waren die minimalen Werte bei über 96% nach dem PV-Ausbau, so erreichen die Knotenspannungswerte von 1_4-1_12 Werte bis knapp 93%. Dieser Netzabschnitt weist eine hohe Anzahl an verschiebbaren Wärmeerzeugern im Vergleich zu den anderen betrachteten Netzabschnitten auf, welche mit dem gleichen Verbrauchsprofil modelliert wurde. Insbesondere wirken sich uniforme Lastverschiebungen dieser Verbraucher vormittags, wenn die PV Erzeugung noch nicht ausreichend für die Deckung der verschobenen Wärmeerzeug ist, ungünstig aus. Dementsprechend muss festgehalten werden, dass in diesem Fall eine gleichzeitige Verschiebung aller steuerbaren Lasten nicht ohne die Netzüberwachungsfunktion im zentralen Optimierer durchgeführt werden darf. Alternativ kann man bei Stationen mit regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) das Spannungsband zu kritischen Zeitpunkten anheben. Sonst liegt das untere Spannungsband des Niederspannungsabzweigs nicht in den Grenzen nach [11] (5% Abweichung).

Eine Verschiebung der steuerbaren Lasten zu unterschiedlichen Zeitpunkten oder wenn eine noch zu definierende Mindesterzeugung an PV-Strom an den betroffenen Haushalten vorhanden ist, könnte hier auch Abhilfe schaffen. Die Leitungsauslastungen konnten in allen Leitungen des Netzabschnittes weiterhin als unkritisch betrachtet werden.

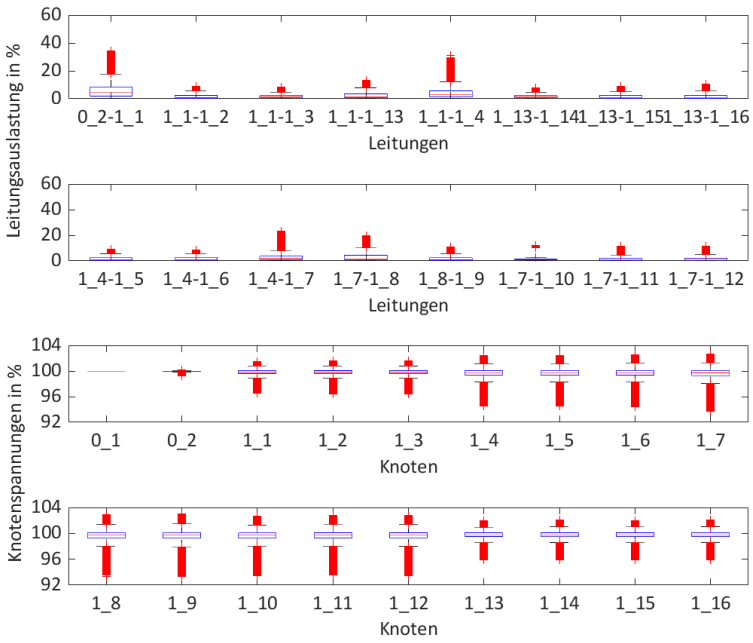


Abbildung 85: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Regular-Case" mit optimierten Lastprofilen und PV-Zubau

6.4.4 Ergebnisse „Worst Case"

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen des Netzabschnittes „Worst-Case" beleuchtet.

Netz „Worst-Case" ohne PV Zubau

Die Knotenspannungen und die Leitungsauslastungen des Netzes „worst" ohne Zubau von PV Erzeugung sind in Abbildung 86 dargestellt. Die Auslastung der Leitungen war über das Jahr gesehen immer unter 20%. Die Knotenspannungen schwankten um 100% der Nennspannung mit weniger als 2%.

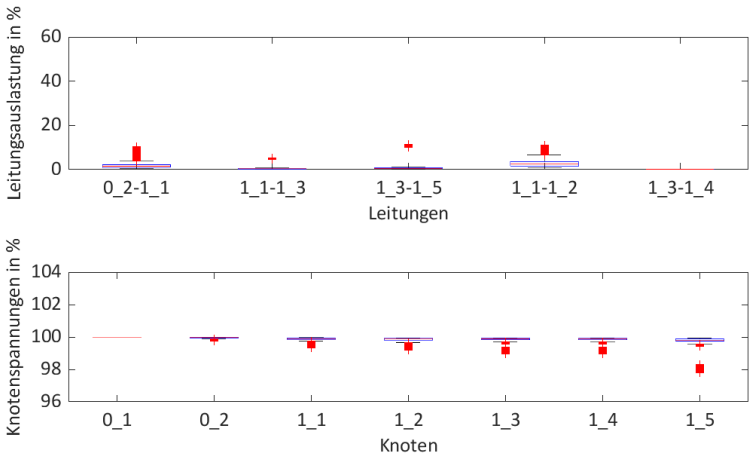


Abbildung 86: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Worst-Case" ohne PV-Zubau

Netz „Worst-Case" mit PV Zubau

In diesem Netzabschnitt konnte an allen Knoten, bis auf Knoten 1_5 das volle PV-Potenzial ausgebaut werden. An diesem Knoten konnten nur 8 von 24 kW_P installiert werden. Das kritische Kriterium war die Knotenspannung, welche an diesem Knoten die 103%-Grenze stieß. Die Ergebnisse sind in Abbildung 87 dargestellt.

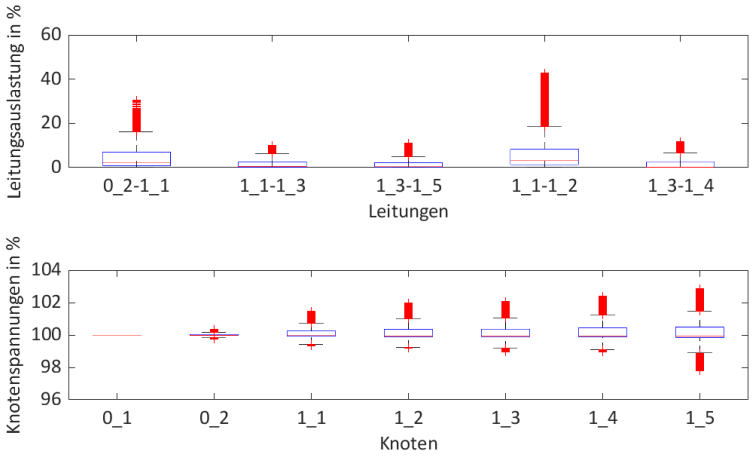


Abbildung 87: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Worst-Case" mit PV-Zubau

Netz „Worst-Case" mit PV Zubau und Optimierung

In diesem Netzabschnitt konnten am kritischen Knoten 1_5 durch die Optimierung des Verbrauchsverhaltens statt 8 kW_P und 11 kW_P von maximal möglichen 24 kW_P erreicht werden. Das kritische Kriterium war dabei weiterhin die Knotenspannung, welche an diesem Knoten die 103% Grenze stieß. Die Ergebnisse sind in Abbildung 88 dargestellt. Die Leitungsauslastungen konnte in allen Leitungen des Netzabschnittes weiterhin als unkritisch betrachtet werden.

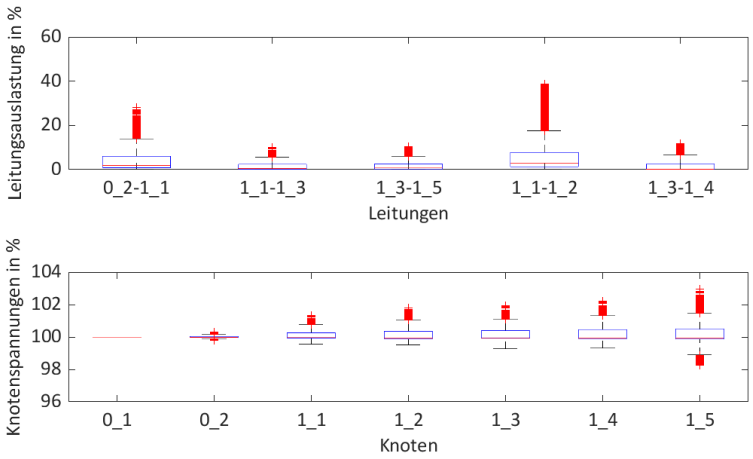


Abbildung 88: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen des Netzes "Worst-Case" mit optimierten Lastprofilen und PV-Zubau

6.4.5 Erhöhung der Aufnahmekapazität für das gesamte Stadtgebiet

Nachfolgend sind in Tabelle 12, Tabelle 13 und Tabelle 14 die Ergebnisse des PV-Ausbaupotenzials mit und ohne optimierten Verbrauchsprofilen für den betrachten Netzabschnitte zusammengefasst.

Im Netzabschnitt „Best-Case" konnte der PV-Ausbaugrad von 89% auf 100% durch die Optimierung steuerbarer Verbraucher gesteigert werden und somit das maximale Potenzial installiert werden.

Tabelle 12: Zusammenfassung der Ergebnisse für Netzabschnitt „best"

Netzzweig "best"									
[kWpeak] Knoten	1_2	1_3	1_5	1_6	1_7	1_9	1_10	PV installiert	Ausbau-grad
max. PV Potential	12	12	7,3	12	8	12	12	75,3	
Zubau 1	12	12	7,3	12	8	4	12	67,3	89%
Zubau 2 (optimiert)	12	12	7,3	12	8	12	12	75,3	100%

Im Netzabschnitt „Regular-Case" konnte der PV-Ausbaugrad durch die Optimierung von 78% auf 91% des maximalen Potenzials erhöht werden. Nur mehr am Knoten 1_10 kam es zu Restriktionen aufgrund des Netzspannungsanstiegs.

Tabelle 13: Zusammenfassung der Ergebnisse für Netzabschnitt „normal"

Netzzweig "normal"													
[kWpeak] Knoten	1_2	1_3	1_5	1_6	1_9	1_10	1_11	1_12	1_14	1_15	1_16	PV installiert	Ausbau-grad
max. PV Potential	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	187	
Zubau 1	17	17	17	17	1	0	17	9	17	17	17	146	78%
Zubau 2 (optimiert)	17	17	17	17	17	1	17	17	17	17	17	171	91%

Im Netzabschnitt „Worst-Case" konnte eine Steigung der installierten PV-Leistung von 80% auf 84% verzeichnet werden. Am Knoten 1_5 konnte aufgrund des 103% Spannungslimits kein weiterer Ausbau mehr erfolgen.

Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse für Netzabschnitt „worst"

Netzzweig "worst"					
[kWpeak] Knoten	1_2	1_4	1_5	PV installiert	Ausbau-grad
max. PV Potential	43	12	24	79	
Zubau 1	43	12	8	63	80%
Zubau 2 (optimiert)	43	12	11	66	84%

Durch die Optimierung der steuerbaren Verbraucher konnte in jedem der betrachteten Netzabschnitt eine Steigerung der maximal möglichen installierbaren PV-Leistung erzielt werden. Die Maximalwerte der Spannungen der Netzknoten konnten in allen Fällen reduziert werden. Im Netzabschnitt „normal" kam es durch die Verschiebung der steuerbaren Lasten jedoch auch zu einer signifikanten (und unter den angenommen Betriebsgrenzen unzulässigen) Reduktion der unteren Spannungswerte in einzelnen Netzknoten. In diesen Fällen und zu diesen Zeitpunkten müsste der zentrale Optimierer zusätzliche Einschränkungen bei der Verschiebung von steuerbaren Verbrauchern treffen, um einen Netzbetrieb unter den vorgeschriebenen Betriebsgrenzen zu ermöglichen.

Die Leitungsauslastung konnte in allen Leitungen aller untersuchten Netzabschnitte als unkritisch betrachtet werden.

6.5 Ökologische Bewertung

Die zeitliche Zusammensetzung des Strommix hat einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der ökologischen Bewertung. Im folgenden Kapitel wird zu Beginn der zeitlich aufgelöste österreichische Strommix betrachtet. Dieser dient in weiterer Folge als Grundlage zur Bewertung der Maßnahmen zur Lastverschiebung.

6.5.1 Zeitlich aufgelöster Strommix

ElecticityMap stellt Daten für einen unterjährig zeitaufgelösten Energiemix und die dazugehörige CO_2-Berechnung zur Verfügung, stündlich und nach Ländern aufgelöst. Die hinterlegten Marktdaten beinhalten Informationen zur Produktion und Verbrauch je Energieträger bzw. je Kraftwerkstyp. Wetterdaten und Marktpreise werden ebenfalls mitverarbeitet. Basierend auf Informationen aus der Vergangenheit wurde ein Grenzstrommix für zusätzlich benötigte Energie ermittelt. Informationen über die CO_2-Intensität gibt es verbrauchsbezogen für den Strommix und für den Grenzstrommix. In der vorliegenden Untersuchung wurden die Daten für das Kalenderjahr 2018 herangezogen. [10]

6.5.1.1 Strommix (Produktion, Verbrauch, Import/Export)

Der Strommix ist im verfügbaren Datensatz für die Produktion und den Verbrauch separat vorhanden. Die Produktion von elektrischer Energie in Österreich erfolgt zum überwiegenden Teil mit Wasserkraft. Biomasse spielt im Bereich der Bandlastbereitstellung eine Rolle, Windenergie ist ebenfalls merklich vertreten. In den Wintermonaten kommt vermehrt Kohle und Erdgas zum Einsatz. (Abbildung 89)

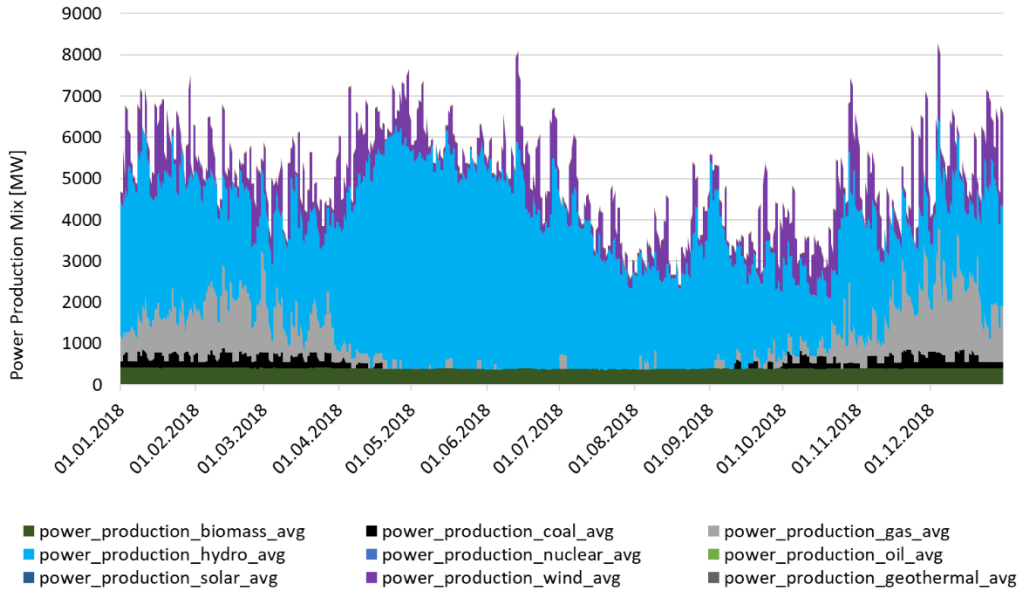


Abbildung 89: unterjährige Produktionsmix elektrischer Energie in Österreich je Energieträger in [MW], für 2018

Das Bild vom Verbrauchsmix sieht etwas anders aus, als das der Herstellung. Hier finden die nötigen Importe aus den Nachbarländern Berücksichtigung. Auffällig ist, dass vor allem der Anteil der Kohle vergleichsweise hoch ist (Abbildung 90). Importe und Exporte finden vor allem mit Deutschland und Tschechien statt (Abbildung 91). In den Abbildungen wurden die Energieflüsse über das gesamte europäische Verbundnetz einbezogen, d.h. auch die Importe und Exporte die beispielsweise Tschechien mit seinen Nachbarn hat, wurden bei Importen aus Tschechien berücksichtigt.

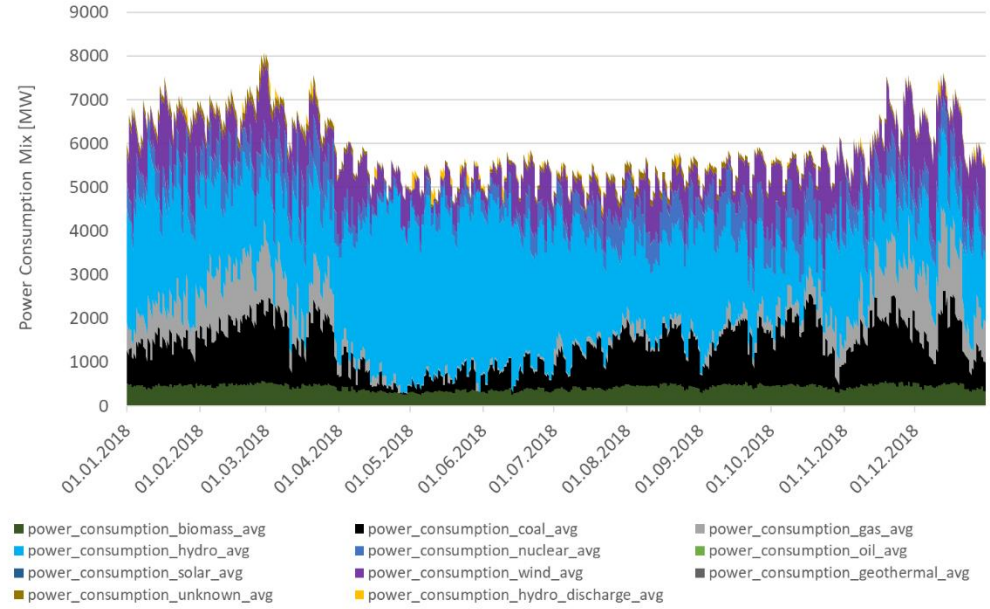


Abbildung 90: unterjähriger Verbrauchsmix elektrischer Energie in Österreich je Energieträger in [MW], für 2018

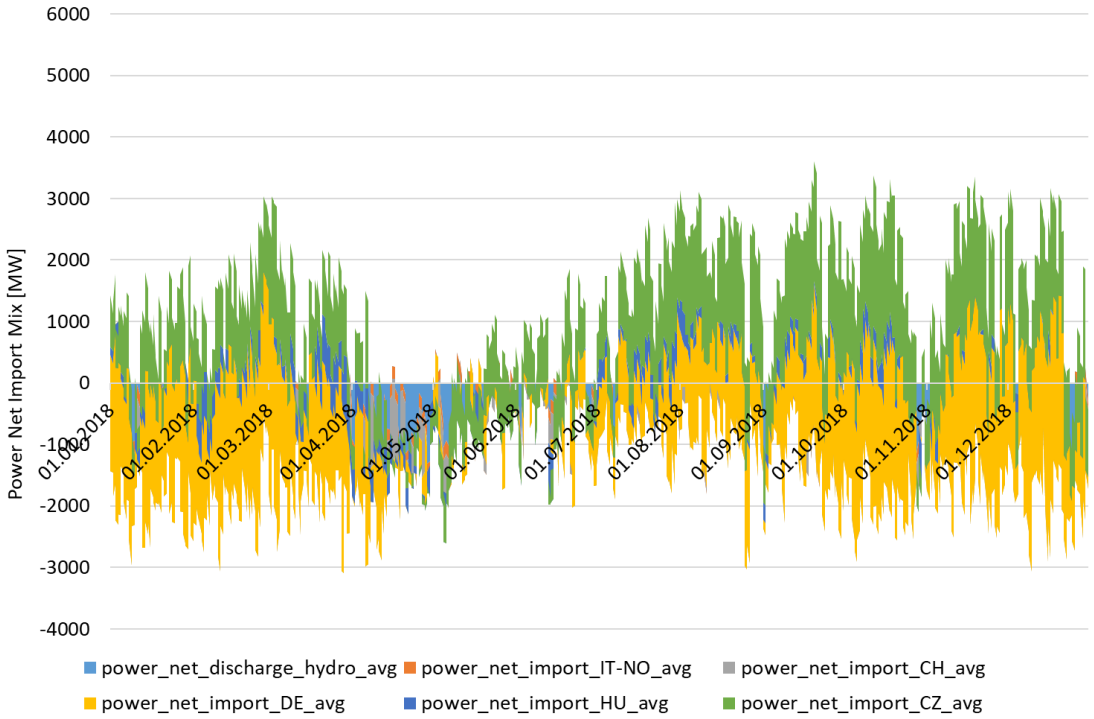


Abbildung 91: unterjähriger Import/Export elektrischer Energie mit den Nachbarländern von Österreich, je Land in [MW], für 2018

Berücksichtigung von Ladung/Entladung der Pumpspeicherkraftwerke

Die Darstellung von Ladung/Entladung Pumpspeicher in der Berechnungslogik erfolgte folgendermaßen: die Beladung der Pumpspeicher wurde mit einer CO_2-Intensität von 0 berechnet, da electricityMap alle Emissionen dem Entladen zurechnet. Die Intension ist, dass ein CO_2 Signal (eine CO_2 Information) für den Endnutzer bereitgestellt werden soll und nicht für den Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber). Wäre es anders herum bestünde die Gefahr, dass der Endnutzer zum Verbrauch der wertvollen gespeicherten potentiellen Energie im Pumpspeicherkraftwerk angehalten wird – als vermeintliche CO_2-freie Energiequelle. Im aktuellen Modell der electricityMap wurde das Laden der Pumpspeicherkraftwerke wie ein Export zu einem neuen (zusätzlichen), virtuellen Nachbarn behandelt. Im Strom(verlaufs)modell der electricityMap ist man nicht für Strom, der exportiert wird verantwortlich – sondern für die elektrische Energie, die importiert wird. D.h. Exporte werden mit 0 CO_2-Eqv. bewertet und Importe mit dem entsprechenden Wert. [16]

Die Optimierungsmaßnahmen haben sowohl einen Einfluss auf den aktuellen Strommix, als auch auf den Grenzstrommix. Im Modell der electricityMap hätten die Lastverschiebungen somit auch einen Einfluss auf die CO_2-Intensität, die für das Entladen der Pumpspeicherkraftwerke herangezogen wurde. Die CO_2-Intensität für den Strom, der entnommen wurde, wurde aus dem Strommix zum Zeitpunkt der Beladung berechnet. Verändert sich aufgrund von Lastverschiebungsmaßnahmen der Strommix zu einem Zeitpunkt, müssten auch die CO_2-Daten im Datensatz der electricityMap verändert werden. Diese „Rückschleife" wurde nicht gezogen, was eine Unschärfe im vorliegenden Ansatz zur Folge hat.

6.5.1.2 CO_2 Intensität Strommix

Die CO_2-Intensität des Strommix verändert sich in Abhängigkeit der eingesetzten Energieträger. Abbildung 92 zeigt die unterjährige Schwankungsbreite der mit dem Strommix verbundenen CO_2-Intensität angebenen in kg CO_2-Eqv/MWh. Die Grafik zeigt, dass die CO_2-Intensität zwischen rund 40 bis 400 kgCO_2Eqv/MWh um den Faktor 10 unterjärig schwanken kann.

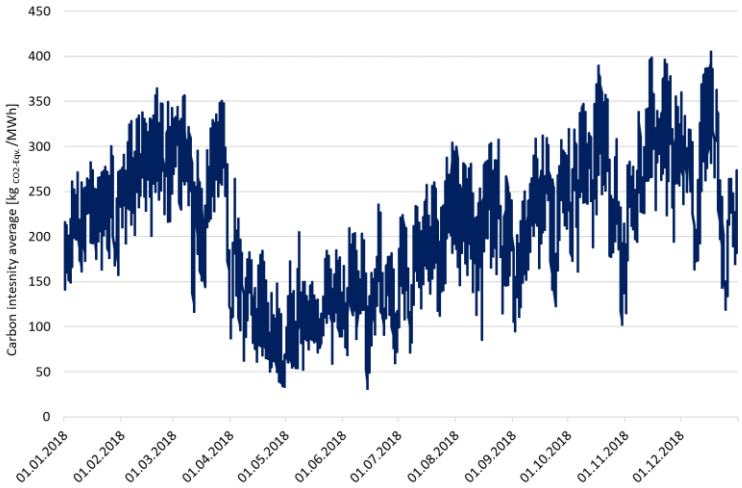


Abbildung 92: unterjährige CO_2-Intensität des Strommix für Österreich [kg/CO2-Eqv./MWh], für 2018

Diese Schawankungen sind dem Strommix geschuldet. In der Abbildung 93 ist zu sehen, welchen Beitrag die einzelnen Energieträger zur CO_2-Intensität (gerechnet in CO_2-Eqv.) liefern. Den Haupteil tragen die fossilen Energieträger Kohle und Erdgas.

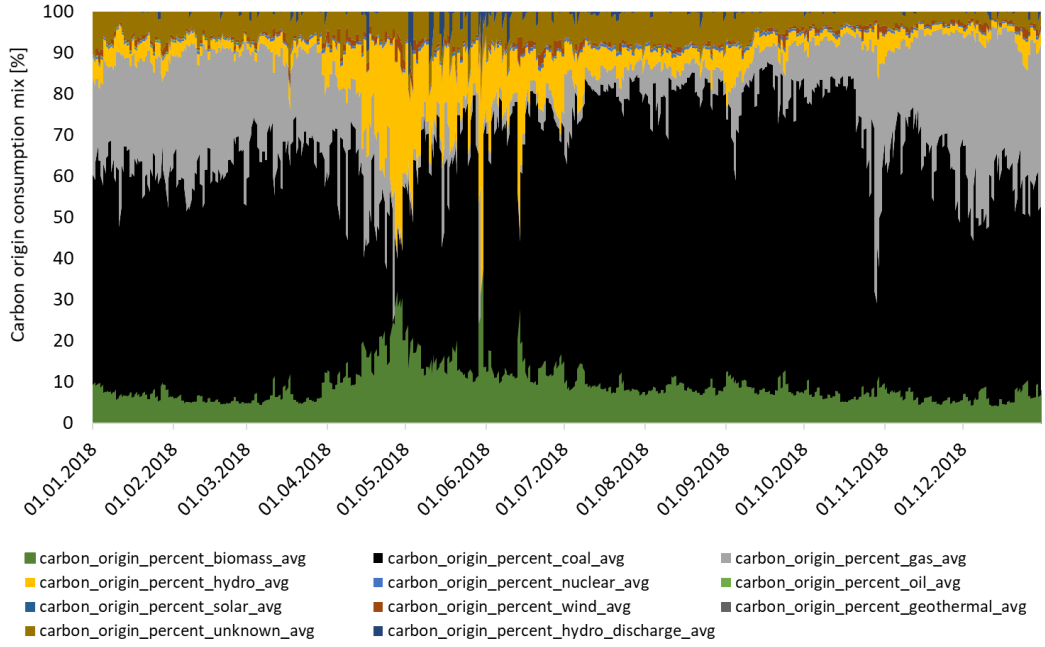


Abbildung 93: Beitrag je Energieträger zur CO_2-Intensität des Strommix für Österreich [%]

Abbildung 94 gibt einen Überblick über die Verteilung nach Tageszeit und Monaten. In den Monaten April bis Juni hat der Strommix die geringsten CO_2-Belastungen, im November/Dezember die höchsten. Unter Tags ist für alle Monate die Tendenz erkennbar, dass der Mix in den Mittagsstunden und über Nacht die größeren CO_2-Belasungen aufweist.

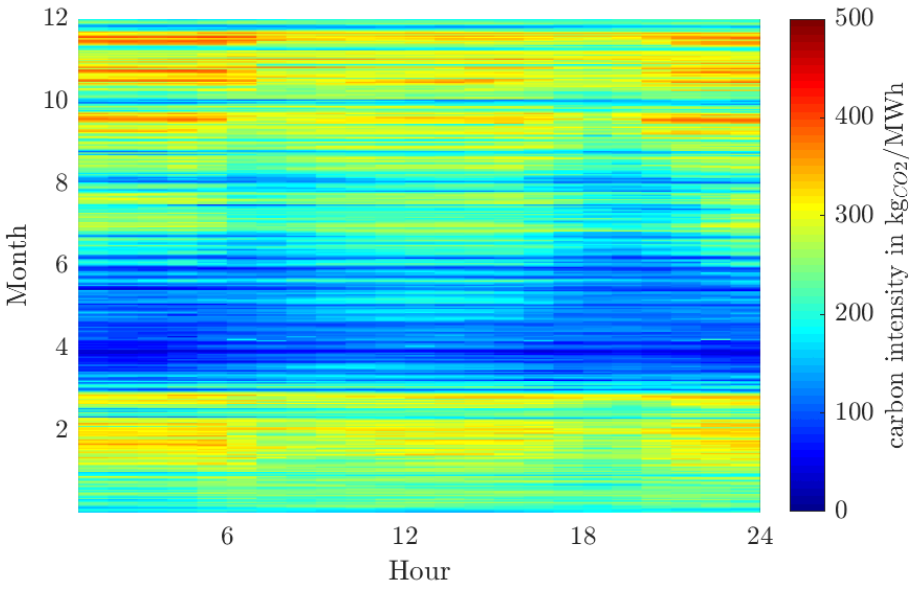


Abbildung 94: CO_2-Intensität des Strommix für Österreich je Tageszeit [kg/CO_2-Eqv./MWh]

6.5.2 Grenzkraftwerk(-smix)

Der für die Bewertung hinterlegte Datensatz geht von einem Strommix als Grenzkraftwerk aus. Der Strommix als Grenzkraftwerk stellt eine statistische Schätzung des wahrscheinlichsten Grenzkraftwerks zu einem bestimmten Zeitpunkt dar und nicht ein deterministisches (vorher bestimmbares, durch Vorbedingungen eindeutig festgelegtes) Grenzkraftwerk. Genauere Infos zur Methode sind in [17] beschrieben. Es ist somit der Kraftwerksmix der diese zusätzliche Energiemenge statistisch am wahrscheinlichsten bereitstellen wird.

Für Wasserkraft werden drei Kategorien / Ansätze gewählt und im Grenzstrommix angegeben, je nachdem ob es aufgrund von kurzfristigen Verbrauchsschwankungen um eine Geschwindigkeitssteigerung beim Durchfluss eines Staudammes oder das generelle Be- bzw. Entladen von Pumpspeicherkraftwerken handelt, beschrieben wie folgt auf Basis persönlicher Auskunft von [16]:

- Der Grenzverbrauchsmix enthält "hydro" zu einem Zeitpunkt, wo jeder zusätzliche Anstieg im lokalen Verbrauch zu einer Erhöhung der Geschwindigkeit führt mit der ein Staudamm Wasser abgibt (mit einer Kohlenstoffintensität von 24 $g_{CO2\text{-}eq}$/kWh).
- Der Grenzverbrauchsmix enthält "hydro charging" zu einem Zeitpunkt, wo jeder zusätzliche Anstieg im lokalen Verbrauch zu einer Verringerung der Geschwindigkeit führt, mit der ein Pumpspeicher aufgeladen wird (mit einer Kohlenstoffintensität von 0 $g_{CO2\text{-}eq}$/kWh).
- Der Grenzverbrauchsmix enthält "hydro discharging" zu einem Zeitpunkt, wo jede zusätzliche Erhöhung des lokalen Verbrauchs zu einer Erhöhung der Geschwindigkeit führt, mit der ein Pumpspeicher entladen wird. Bewertet wird diese zusätzliche kWh mit der Kohlenstoffintensität des Landes in dem sich das Pumpspeicherkraftwerk

befindet. Dieser CO_2-Wert wird aus dem gewichteten Durchschnitt des Strommix der vorangegangenen 12 Monate berechnet. Basis ist der Energiemix, der zum Laden des Pumpspeicherkraftwerkes verwendet wurde, gewichtet nach der Geschwindigkeit mit der diese Reservoirs geladen wurden. Für 2018 wird die CO_2-Intensität mit 201 g_{CO2-eq}/kWh für gepumpte Wasserkraft in Österreich gerechnet.

Abbildung 95 zeigt die prozentuale Zusammensetzung des Grenzstrommix je Energieträger. Ein guter Teil wird mittels Be- Entladen von Wasserkraftwerken gedeckt.

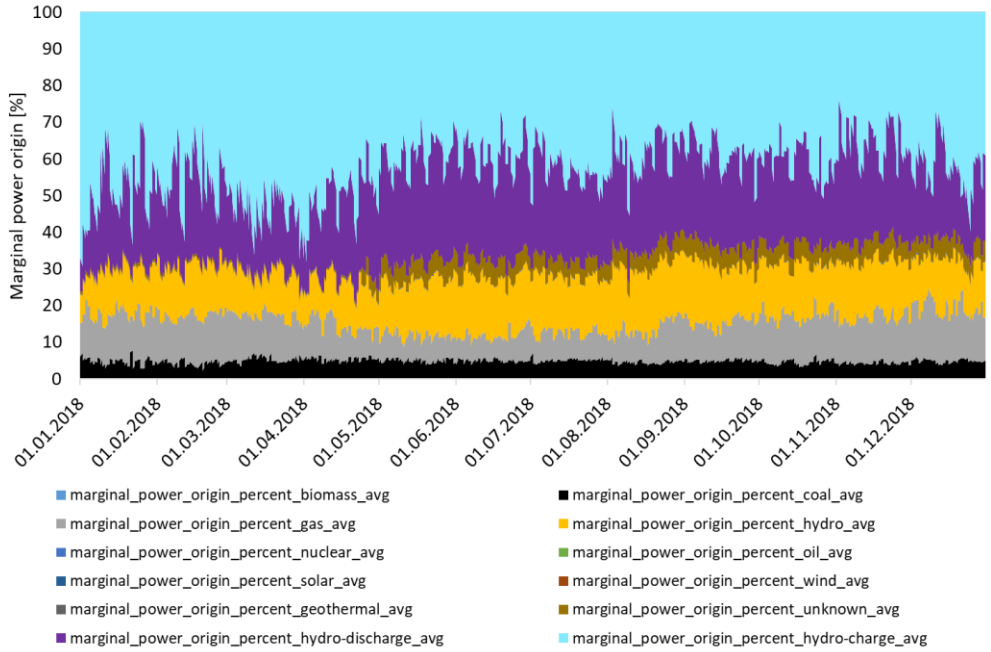


Abbildung 95: unterjährige prozentuale Zusammensetzung des Grenzstrommix je Energieträger für Österreich [%], für 2018

6.5.2.1 CO_2 Intensität Grenzstrommix

Die CO_2-Intensität des Grenzstrommix verändert sich in Abhängigkeit des Grenzkraftwerksmix. Die Abbildung 96 zeigt die unterjährige Schwankungsbreite der mit dem Grenzstrommix verbundenen CO_2-Eqv. Die Schwankungsbreite ist weniger stark ausgeprägt als die des Strommix.

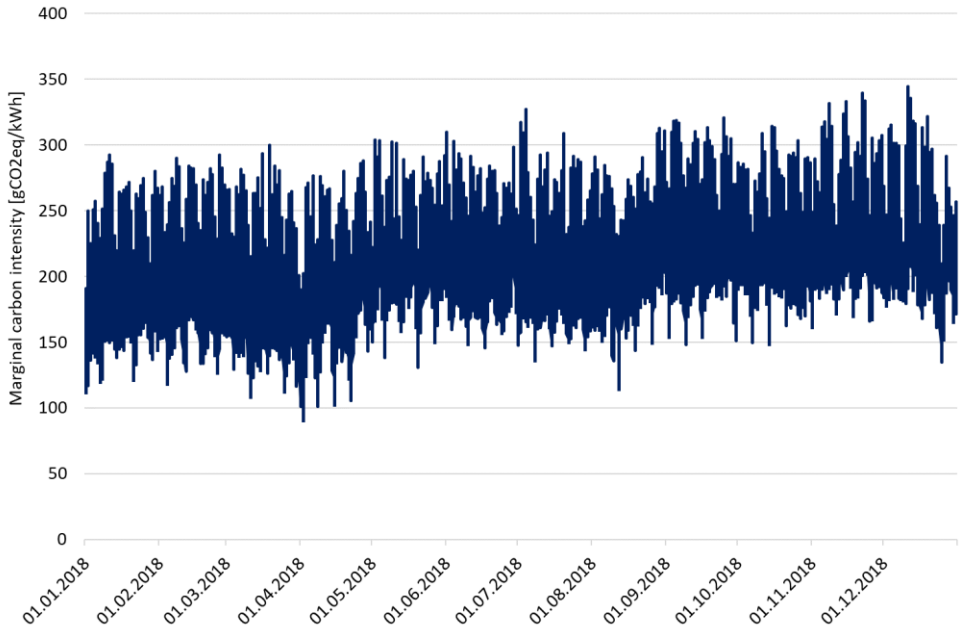


Abbildung 96: unterjährige CO_2-Intensität des Grenzstrommix für Österreich [kg/CO_2-Eqv./MWh], für 2018

Abbildung 97 gibt einen Überblick über die Verteilung nach Tageszeit und Monaten. In den Monaten April bis Juni hat der Grenzstrommix ebenfalls die geringsten CO_2-Belastungen im Jahr und im November/Dezember die höchsten. Unter Tags ist die Tendenz in allen Monaten dieselbe: der Mix weist in den Vormittagsstunden (09:00-11:00) und am frühen Abend (17:00-19:00) die größeren CO_2-Belasungen auf.

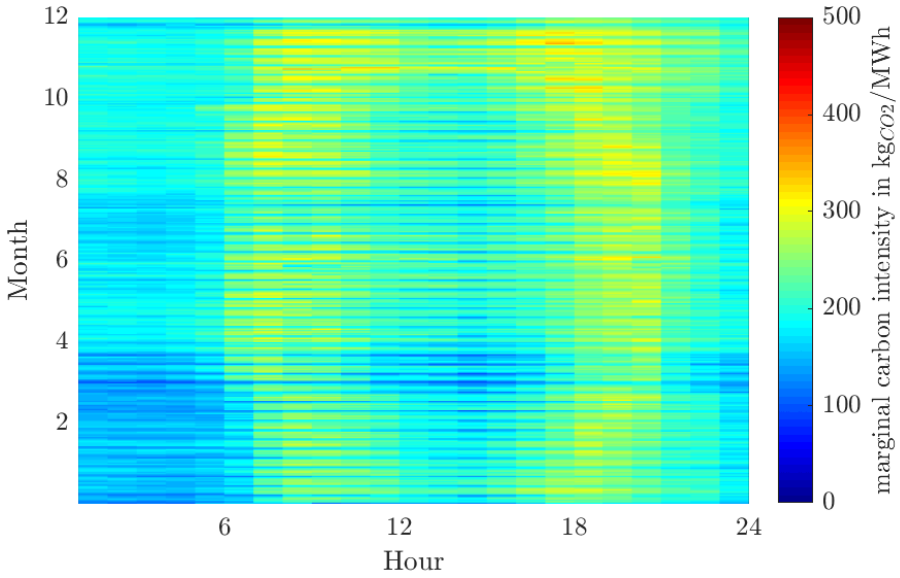


Abbildung 97: unterjährige CO_2-Intensität des Grenzstrommix für Österreich je Tageszeit [kg/CO_2-Eqv./MWh], für 2018

Werden nun die CO_2-Intensitäten vom Strommix und von Grenzstrommix je Tageszeit übers Jahr gegenübergestellt zeigt sich ein gegenläufiges Bild (Abbildung 98).

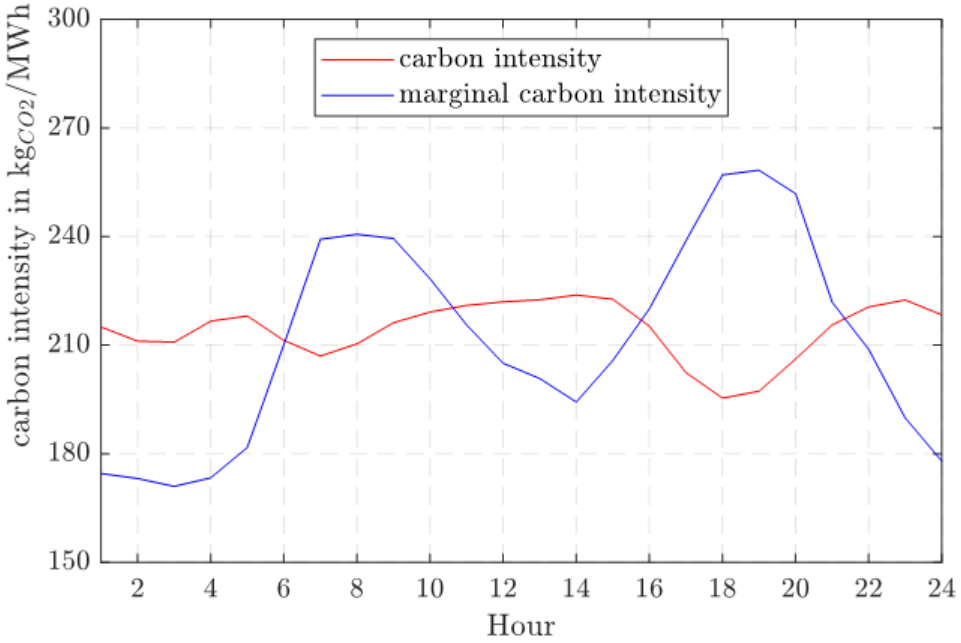


Abbildung 98: CO_2-Intensität Strommix gegenüber Grenzstrommix für Österreich je Tageszeit [kg/CO_2-Eqv./MWh], für 2018

6.5.3 Auswertung Lastgänge – Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.)

Für die ökologische Bewertung wurden aggregierte Lastprofile der drei betrachteten Szenarien (IST, PV Ausbau und PV Optimiert) für das Netzgebiet herangezogen. Die Basis der einzelnen Lastprofile stellen die drei repräsentative Netzstränge dar, die entsprechend hochskaliert wurden (Kapitel 6.4).

Die Bewertung der CO_2-Intensität erfolgte einmal auf Basis des durchschnittlichen Strommix und einmal auf Basis des Grenzstrommix für das Kalenderjahr 2018. Hinter diesen beiden Möglichkeiten stehen verschiedene Annahmen:

- Es wird nicht in den durchschnittlichen Strommix eingegriffen – das betrachtete Gebiet ist im Vergleich zum gesamten Verbundnetz sehr klein und hat somit kaum Auswirkungen auf den gesamt Österreichischen Mix. Die Bewertung erfolgt mit der CO_2-Intensität des Grenzstrommix.
- Es wird in den durchschnittlichen Strommix eingegriffen - im Sinne einer Skalierbarkeit (Ausweitung bzw. umlegen der Ergebnisse auf ein größeres Netzgebiet) muss angenommen werden, dass sich der durchschnittliche Strommix spürbar verändert aufgrund der getroffenen Maßnahmen zur Lastverschiebung und vermehrte Einbindung von PV-Anlagen. Die Bewertung wird mit der CO_2-Intensität des durchschnittlichen Strommix durchgeführt. Was in der vorliegenden Arbeit nicht gemacht wird, jedoch aus Gründen der Konsistenz nötig wäre, ist eine Rückschleife zu ziehen und einen neuen Strommix zu ermitteln.

Ergebnisse ökologische Bewertung (Szenarienvergleich Lastgänge)

Zunächst wurden die Ersparnisse (Gutschriften) aus dem Vergleich der Szenarien (als pos. Werte in den Tabellen dargestellt) ermittelt. Der IST-Stand wurde mit dem AUSBAU-Szenario und dem OPTIMIERT-Szenario verglichen, die resultierende Verbesserung ist in den Tabellen dargestellt. Zudem wurde das PV-AUSBAU Szenario mit dem PV-OPTIMIERT Szenario verglichen, um die mögliche weitere Verbesserung aufgrund der Netzoptimierung zu untersuchen. Das galt für beide Bewertungsmöglichkeiten, sowohl auf Basis des durchschnittlichen Strommix als auch auf Basis des Grenzstrommix (vgl. Tabelle 15 und Tabelle 16)

Tabelle 15: Ergebnis ökologische Bewertung, Ersparnis aus dem Szenarien Vergleich; Bewertet mit der CO_2-Intensität vom durchschnittlichen Strommix

Grenz-MW Bewertet mit der CO_2-Intensität vom **durchschnittlichen Strommix**			
Szenarien Vergleich	IST verglichen mit PV AUSBAU	IST verglichen mit PV OPTIMIERT	PV AUSBAU verglichen mit PV OPTIMIERT
CO_2 Ersparnis [kg CO_2-Eqv/Jahr]	8.922.720	10.102.268	1.179.548

Tabelle 16: Ergebnis ökologische Bewertung, Ersparnis aus dem Szenarien Vergleich; Bewertet mit der CO2-Intensität vom Grenzstrommix

Grenz-MW Bewertet mit der CO_2-Intensität vom **Grenzstrommix**			
Szenarien Vergleich	IST verglichen mit PV AUSBAU	IST verglichen mit PV OPTIMIERT	PV AUSBAU verglichen mit PV OPTIMIERT
CO_2 Ersparnis [kg CO_2-Eqv/Jahr]	9.372.101	10.386.485	1.014.384

Der nächste Schritt war, diesen Ersparnissen die Belastungen (neg. Werte in der Tabelle) aufgrund der zu installierenden PV-Anlagen gegenüberzustellen. Die Umweltbelastungen aus der Herstellung der PV-Anlage wurden mittels Daten aus ecoinvent Datenbank modelliert. Der zugrundeliegende Datensatz ist die „*3kWp Schrägdachanlage, multi-Si, Paneel, aufgesetzt, auf Dach*", dieser inkludiert die Herstellung und Montage der Anlage. [13]

Aufgrund der Szenarien PV AUSBAU und PV OPTIMIERT sind verschiedene Ausbaugrade möglich (Ausbau 1 und Ausbau 2). Diese beiden Ausbaustufen wurden mit dem IST-Stand und auch miteinander verglichen (Tabelle 17).

Tabelle 17: Ergebnis ökologische Bewertung, Belastungen aus der Infrastrukturherstellung; Szenarien Vergleich; Bewertung verschiedener Ausbaugrade

CO_2-Belasungen aus der Infrastrukturbereitstellung			
Szenarien Vergleich	IST verglichen mit Ausbau 1	IST verglichen mit Ausbau 2	PV AUSBAU verglichen mit PV OPTIMIERT
Zusätzlich installierte Leistung [kWp]	42.630	48.930	6.300
Zusätzliche CO_2 Belastung [kg CO_2-Eqv/Jahr]	-2.585.470	-2.967.560	-382.089

Werden nun die zusätzlichen Belastungen von den Ersparnissen abgezogen, kann das Netto-Ergebnis ermittelt werden. In allen Fällen war ein positiver ökologischer Effekt im Vergleich zum IST-Szenario zu erwarten. Das Szenario PV OPTIMIERT zeigt die größten Ersparnisse, sowohl auf Basis des durchschnittlichen Strommix als auch auf Basis des Grenzstrommix. (Tabelle 18 und Tabelle 19)

Tabelle 18: Gesamtergebnis ökologische Bewertung, Ersparnis aus dem Szenarien Vergleich unter Berücksichtigung der zusätzlichen Infrastruklturbereitstellung; Bewertet mit der CO_2-Intensität vom durchschnittlichen Strommix

Ergebnis unter Berücksichtigung der Infrastruktur; Bewertet mit der CO_2-Intensität vom **durchschnittlier Strommix**			
Szenarien Vergleich	IST verglichen mit PV AUSBAU	IST verglichen mit PV OPTIMIERT	PV AUSBAU verglichen mit PV OPTIMIERT
CO_2 Ersparnisse [kg CO_2-Eqv/Stunde]	6.337.250	7.134.708	797.459

Tabelle 19: Gesamtergebnis ökologische Bewertung, Ersparnis aus dem Szenarien Vergleich unter Berücksichtigung der zusätzlichen Infrastruklturbereitstellung; Bewertet mit der CO2-Intensität vom Grenzstrommix

Ergebnis unter Berücksichtigung der Infrastruktur; Bewertet mit der CO_2-Intensität vom **Grenzstrommix**			
Szenarien Vergleich	IST verglichen mit PV AUSBAU	IST verglichen mit PV OPTIMIERT	PV AUSBAU verglichen mit PV OPTIMIERT
CO_2 Ersparnis [kg CO_2-Eqv/Jahr]	6.786.631	7.418.925	632.295

6.5.4 Auswertung Rundsteuerempfänger– Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.)

Die beschriebenen Möglichkeiten der Optimierung in Bezug auf die Rundsteuerempfänger wurden nun auf die Umweltwirkungen hin untersucht. Wird diese unterjährig mit den beiden Strommixen (durchschnittlich und Grenzstrommix) bewertet, ist hier eine signifikante Änderung ersichtlich (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 20: Rundsteuerempfänger; Ergebnis ökologische Bewertung

	Wert*)	**Einheit**
Veränderung Treibhauspotential bewertet mit durchschnittlichen Strommix	-8,6	kg CO_2-Eqv/Jahr
Veränderung Treibhauspotential bewertet mit Grenzstrommix	+26,2	kg CO_2-Eqv/Jahr

*) negative Werte = Einsparung; positive Werte = Erhöhung bzw. zusätzliche Belastung

Da sich zwischen der Variante mit und ohne Optimierung aufgrund unterschiedlicher Speicherstände am Ende des Untersuchungszeitraum eine Differenz im Energieverbrauch von 345 kWh ergibt, wurde zudem noch ein spezifischer Wert je kWh gebildet. Dabei zeigt sich, dass die Änderung durch die Optimierung der Rundsteueranlage vernachlässigbar ist (Tabelle 21).

Tabelle 21: Rundsteuerempfänger; Durchschnittliches Treibhauspotential je kWh

	Wert*)	Einheit
Treibhauspotential je kWh; CO2-Lastgang VOR Optimierung bewertet mit dem durchschnittlichen Strommix	214,5	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential je kWh; CO2-Lastgang VOR Optimierung bewertet mit dem Grenzstrommix	174,9	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential je kWh; CO2-Lastgang NACH Optimierung bewertet mit dem durchschnittlichen Strommix	215,0	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential je kWh; CO2-Lastgang NACH Optimierung bewertet mit dem Grenzstrommix	175,1	kg CO_2-Eqv/Jahr

6.5.5 Auswertung Wärmenetz– Umweltauswirkungen (CO_2-Eqv.)

Im Wärmenetz sind drei Wärmeerzeuger im Einsatz, zwei BHKWs und ein Biomassekessel. Es wurde eine gesamte Bilanz für das Treibhauspotential verbunden mit den drei Anlagen im Wärmenetz erstellt, wobei die gesamten Umweltlasten der BHKWs der Stromproduktion zugeschrieben wurden. Die entstehende Wärme aus den BHKWs wurde ohne Umweltauswirkungen bewertet (Allokation Strom). Das Treibhauspotential, das auf die Produktion von elektrischer Energie zurückzuführen war (Teil der von den BHKWs kommt), wurde der Belastung des durchschnittlichen bzw. des Grenzstrommixes gegenübergestellt. Die Gesamtbilanz des Treibhauspotentials stellt sich wie folgt allgemein dar:

$$GWP_{Ges} = + GWP_{Strommix} - GWP_{BHKW\,Strom} - GWP_{BMK}$$

GWP_{Ges}	Menge Treibhauspotential; pos Wert entspricht Verbesserung gegenüber dem Strommix; neg. Wert entspricht Verschlechterung gegenüber dem Strommix	[kg CO_2-Eqv]
$GWP_{BHKW\,Strom}$	Menge Treibhauspotential verbunden mit Stromerzeugung im BHKW; Wärme entsteht als Koppelprodukt	[kg CO_2-Eqv]
GWP_{BMK}	Menge Treibhauspotential verbunden mit Wärmeerzeugung im BHKW	[kg CO_2-Eqv]
$GWP_{Strommix}$	Menge Treibhauspotential verbunden mit dem durchschnittlichen bzw. dem Grenz-Strommix	[kg CO_2-Eqv]

Es wurden die drei Szenarien (Basis, stromgeführt und wärmegeführt) getrennt betrachtet und anhand der Erzeugungsmengen verglichen und bewertet.

Die Bewertung der Energieerzeugung der BHKWs beruht auf auf den Datensatz „*Biogas, in BHKW mit Gasmotor*" aus der ecoinvent Datenbank [13]. Der Datensatz musste in Bezug auf das Inputmaterial für die Biogasherstellung angepasst werden, da in Hartberg Biogas aus Speiseresten zum Einsatz kommt. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad hinterlegt im Datensatz entspricht dem der Anlagen in Hartberg.

Die Bewertung des Biomassekessels beruht auf den Datensatz „*Nutzwärme, ab Schnitzelheizung 1.000kW, Wald-HS, Holzmix*" aus der ecoinvent Datenbank [13]. Der Datensatz wird unverändert angewandt. Die Bewertung des Treibhauspotential erfolgte ohne Berücksichtigung des biogenen CO_2. Das bedeutet, dass CO_2-Emissionen verbunden mit der Infrastrukturbereitstellung und CO_2-Emissionen aus der Bereitstellungskette des Brennstoffs berücksichtigt wurden. CO_2, das bei der Verbrennung des Holzes entsteht, wird für die Bewertung des Treibhauspotentials nicht berücksichtigt. Alle anderen treibhauswirksamen Gase (z.B. Methan, Lachgas) werden eingerechnet.

Im ersten Schritt wurde der Beitrag der Wärmeerzeugung mittels Biomassekessel und der Stromerzeugung der BHKW zum gesamten Treibhauspotential für die drei Szenarien berechnet. Für die genaue Beschreibung der Szenarien darf an dieser Stelle auf die Kapitel 5.4 und Kapitel 9.5 verwiesen werden.

Tabelle 22: Treibhauspotential Stromerzeugung BHKW und Wärmeerzeugung Biomassekessel; Basisszenario – Szenario stromgeführt – Szenario wärmegeführt in [kg CO_2-Eqv]

	Wärmenetz Basisszenario [kg CO_2-Eqv]	Wärmenetz Szenario stromgeführt [kg CO_2-Eqv]	Wärmenetz Szenario wärmegeführt [kg CO_2-Eqv]
Stromerzeugung BHKW	421.155	420.661	270.508
Wärmeerzeugung Biomassekessel	179	179	181
Summe	421.334	421.377	453.798

Auswertung – Produktion elektrischer Energie Vergleich BHKW mit Strommix

Der CO_2-Lastgang der in den BHKWs erzeugten elektrischen Energie wurde nun mit dem CO_2-Lastgang des durchschnittlichen Strommix und des Grenzstrommix verglichen. Ziel war es, die mögliche Einsparung von CO_2-Eqv. zu ermitteln. Bei beiden Varianten konnte eine deutliche Verbesserung festgestellt werden. Beide Strommixe (durchschnittlich und Grenzstrommix) weisen übers Jahr gesehen in Summe ein höheres Treibhauspotential auf (vgl. Kapitel 6.5.1.2 und 6.5.2.1).

Das Ergebnis zeigt für alle drei Szenarien (Basis, stromgeführt und wärmegeführt) die selbe Tendenz, es ist in Summe über das Kalenderjahr gesehen eine Ersparnis zu erkennen. Der Einfluss des Strommix (durchschnittlich oder marginal) ist erkennbar, wird mit dem Grenzstrommix bewertet ist der positive Effekt generell geringer.

Auffällig ist die Situation im Vergleich zwischen dem stromgeführten Szenario und dem wärmegeführten Szenario nach Ablauf der Tarifförderung. Bewertet man nach dem Gesamtstrommix, so sind die Einsparungen beim wärmegeführten Betrieb nur geringfügig niedriger als beim stromgeführten Betrieb (~ 92 Tonnen CO_2-Eqv. vs. 86 Tonnen CO_2-Eqv.). Setzt man hingegen die Bewertung nach dem Grenzstrommix an, so ergibt sich eine deutlich höhere Einsparung für den stromgeführten Betrieb gegenüber dem wärmegeführten Betrieb (86 Tonnen CO_2-Eqv. Vs. 53 Tonnen CO_2-Eqv.). Das entspricht einer 5,5-fachen Einsparung bei Bewertung nach dem Grenzstrommix als gegenüber dem Gesamtstrommix und lässt den Schluss zu, dass die Drosselung der Stromerzeugung bedingt durch den wärmegeführten Betrieb vor allem dann erfolgt, wenn die Spitzenlast im Stromnetz gerade mit hoher CO_2-Belastung bereitgestellt wird. Für die vorliegende Untersuchung konnte festgestellt werden, dass ein weiterhin stromgeführter Betrieb des BHKW – je nachdem, mit welchem Szenario verglichen wird - mit einem positiven Effekt verbunden ist, es sind Einsparungen von rund 90 Tonnen CO_2-Eqv. möglich. Tabelle 23, Tabelle 24 und Tabelle 25 zeigen das Ergebnis dieser Berechnungen.

Tabelle 23: Basisszenario CO_2-Ersparnis Strom BHKW; Grenz-MW bewertet mit der CO_2-Intensität vom durchschnittlichen Strommix und vom Grenzstrommix

	Wert	Einheit
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Basisszenario vergleichen mit dem durchschnittlichen Strommix	**92.289**	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Basisszenario verlichen mit dem Grenzstrommix	**85.939**	kg CO_2-Eqv/Jahr

Tabelle 24: Szenario stromgeführt CO_2-Ersparnis Strom BHKW; Grenz-MW bewertet mit der CO_2-Intensität vom durchschnittlichen Strommix und vom Grenzstrommix

	Wert	Einheit
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Szenario stromgeführt verglichen mit dem durchschnittlichen Strommix	**92.379**	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Szenario stromgeführt verglichen mit dem Grenzstrommix	**85.896**	kg CO_2-Eqv/Jahr

Tabelle 25: Szenario wärmegeführt CO_2-Ersparnis Strom BHKW; Grenz-MW bewertet mit der CO_2-Intensität vom durchschnittlichen Strommix und vom Grenzstrommix

	Wert	Einheit
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Szenario wärmegeführt verglichen mit dem durchschnittlichen Strommix	**86.141**	kg CO_2-Eqv/Jahr
Treibhauspotential Ersparnis; CO_2-Lastgang BHKW; Szenario wärmegeführt verglichen mit dem Grenzstrommix	**53.476**	kg CO_2-Eqv/Jahr

6.5.6 Zusammenfassung ökologische Bewertung

Die Ergebnisse aus den vorangegangen Kapiteln der ökologischen Bewertung (6.5.3, 0 und 6.5.5) konnten nun zu einem Gesamtergebnis aggregiert werden. Damit lässt sich eine Abschätzung der Veränderung (Ersparnisse oder zusätzlicher Ausstoß) des Treibhauspotentials in kg CO_2 Äquivalenten angeben.

Tabelle 26 zeigt die jeweils vielversprechendsten Szenarien der drei betrachteten Bereiche, PV-Anlagen Ausbau, Rundsteuerempfänger und Wärmenetz BHKW Betrieb. Den größten Anteil am Gesamtergebnis liefert der optimierte Ausbau der PV-Anlagen und deren Betrieb. In Summe können je nach Strommix, der für die Bewertung herangezogen wird rund 7.000 t CO_2-Eqv/Jahr bzw. 7.500 t CO_2-Eqv/Jahr eingespart werden.

Tabelle 26: Auswertung Veränderung (Ersparnisse pos. Werte; Zusätzliches neg. Werte) des Treibhauspotentials in [t CO_2 Äquivalenten]; Darstellung der jeweils vielversprechendsten Szenarien der Bereiche PV-Anlagen Ausbau Optimiert, Rundsteuerempfänger und Wärmenetz stromgeführter BHKW Betrieb.

	PV Optimiert	Rundsteuerempfänger	Wärmenetz Szenario stromgeführt	Summe	Einheit
Veränderung, bewertet mit durchschnittlichen Strommix	7.135	-0,009	92	**7.227**	t CO_2-Eqv/Jahr
Veränderung, bewertet mit Grenzstrommix	7.419	0,026	86	**7.505**	t CO_2-Eqv/Jahr

6.6 Partizipative Umsetzung und Erkenntnisse

Im Rahmen der dritten Partizipationswelle wurden die KundInnen der Stadtwerke Hartberg in einem zweistufigen Verfahren eingebunden. Zum einen wurden Erfahrungen mit der entwickelten Systemlösung in einer Gruppendiskussion qualitativ evaluiert. Zum anderen wurde noch ein weiterer Schritt in der NutzerInneneinbindung gegangen und eine umfassende quantitative Befragung der KundInnen der Stadtwerke Hartberg durchgeführt. Durch diese Umfrage sollte der Grundstein für die weitere Ausrollung der Lösungen und Produkte geschaffen werden.

6.6.1 Erfahrungen mit der entwickelten Systemlösung

Zur Erhebung von Erfahrungen und Evaluierung von Produktanforderungen im Zusammenhang mit der entwickelten Systemlösung, wurde eine Untersuchung in Form einer Fokusgruppe durchgeführt. Unter einer Fokusgruppe versteht man eine Form der Gruppendiskussion, die zum Beispiel in der qualitativen Sozialforschung sowie in der Marktforschung eingesetzt wird. Es handelt sich um eine moderierte Diskussion mehrerer Teilnehmer, welche sich meist an einem Leitfaden orientiert.

Als Hauptmotive für die Anschaffung einer Photovoltaik-Anlage stehen preispolitische Motive (im Zusammenhang mit einer Förderung speziell für den Energiemanager), gepaart mit Umweltgedanken und dem Wunsch selbst autark zu sein (vor allem für die Jüngeren), im Vordergrund. Die Qualität eines solchen Produkts wird durch eine lange Lebensdauer, Leistungs- und Herstellergarantie, hohe Beratungsqualität und ein Service rund um die Uhr, fachgerechte Montage sowie Möglichkeiten zur Förderung gesehen. Den Kaufprozess begleiten Emotionen wie Freude an der Eigenversorgung, gutes Gefühl etwas für die Umwelt zu tun, ein Zukunftsprodukt zu besitzen, Vorreiter zu sein, Faszination zum Stromsparen oder gar ein Gefühlskarussell.

Der Kaufprozess sollte so gestaltet sein, dass Erst- sowie vertiefende Information über Internet oder Mundpropaganda mit anschließendem persönlichen Beratungsgespräch, Fachunterlagen mit wissenschaftlichem Hintergrund sowie Veranstaltungen oder Ausstellungen zum Produkt angeboten werden.

Die Befragten sehen den Nutzen des Energiemanagers in der Kostenersparnis, Effizienz, besserer Nutzung der PV Anlage, Anwendung als Smart Home-Lösung sowie zur Ladung des Batteriespeichers. Mit dem Energiemanager kommt man näher zur Autarkie.

Hemmschwellen beim Energiemanager werden in der Komplexität der Installation und Wartung gesehen, diese wirken abschreckend. Generell werden technologische Lösungen rasch überholt, deren Lebensdauer ist gering. Damit läuft man in Gefahr, dass sich eine Anschaffung gar nicht erst amortisiert.

Echte Effizienz ist nur mit einer Speichermöglichkeit gegeben. Während die derzeitige Ausnutzung des Energiemanagers bei rund 5% liegt, kann dieser mit einer entsprechenden Speichermöglichkeit – wie etwa einem E-Auto – zum echten Zukunftsprodukt werden. In Kombination mit einer Speichermöglichkeit könnte künftig eine Nutzung bis 100% ermöglicht werden. Der Energiedienstleister ist dabei als innovativer Systemintegrierer gefordert.

6.6.2 Evaluierung der NutzerInnenakzeptanz

Zur Erfassung eines detaillierten Bildes zur Akzeptanz der erarbeiteten Systemlösung unter den NutzerInnen sowie deren Bewertung und Nutzungsmotiven wurde eine Online-Erhebung per standardisiertem Fragebogen unter den VerbraucherInnen der Stadtwerke Hartberg durchgeführt (siehe Anhang Kapitel 9.11).

Befragt wurden sämtliche VerbraucherInnen der Stadtwerke Hartberg mit hinterlegter E-Mailadresse. Das Befragungsinstrument wurde zunächst an 521 KundInnen per E-Mail versendet, die eine Mailadresse in der Stammdatenbank hinterlegt hatten. Schlussendlich wurde eine Netto-Stichprobe von n = 93 erreicht. Die Antworten der Befragten wurde auf die gemeinsame Bevölkerungsstruktur der Gemeinden Hartberg und Greinbach, die im Wesentlichen das relevante Netzgebiet der Stadtwerke Hartberg umfassen, nach Alter, Geschlecht und höchster abgeschlossener Ausbildung gewichtet.

6.6.2.1 Aufbau des Befragungsinstruments

An allgemeinen Daten zur Person wurden Geschlecht, Alter sowie die höchste abgeschlossene Ausbildung erfasst. Zudem wurden Merkmale zur Behausung erhoben, wie die Art der Behausung, Haushaltsgröße, Nutzfläche, Bauweise des Gebäudes sowie energietechnisch relevante Merkmale wie die Art der Warmwasseraufbereitung und Angaben zu Warmwasserspeicher, Photovoltaikanlage oder der Energiequelle zum Kochen. Die Erhebung der soziodemografischen sowie unterkunftsbezogenen Daten erfolgte hauptsächlich über vorgegebene Kategorien, während das Alter und die Nutzfläche der Unterkunft metrisch festgehalten wurden.

Zur Messung der Akzeptanz wurden Skalen für die persönliche Einstellung, Systembewertung, Nutzungsmotive und -intention für die vorgestellte Systemlösung gebildet. Für die Messung dieser Konstrukte wurden bewährte Messinstrumente wie das Environmental Attitudes Inventory (EAI) oder das Technology Usage Inventory (TUI) herangezogen.

Die Abfrage der persönlichen Einstellung erfolgte anhand der Skalen „Persönliches Umweltschutzverhalten" aus dem EAI [18]„Vertrauen in Wissenschaft und Technologie" [19] sowie dem TUI mit „Neugierde", „Interesse" und „Technologieängstlichkeit. [20] Diese Befragung fand vor der Vorstellung der Systemlösung statt, um die unvoreingenommene Einstellung der TeilnehmerInnen abbilden zu können. Die Antwortmöglichkeiten umfassten den Bereich „gar nicht zutreffend" bis „völlig zutreffend" in fünf Abstufungen.

In weiterer Folge war ein Befragungsblock zu Image und Zufriedenheit der KundInnen mit den Stadtwerken Hartberg zu beantworten. Die Vorstellung der erarbeiteten Systemlösung

„Energiemanager 4.0" erfolgte anhand einer nicht zu oberflächlichen, dennoch so einfach wie möglich gehaltenen textuellen und bildhaften Erklärung, die mit einem Berechnungsbeispiel zum Einsparungspotenzial ergänzt wurde.

Nach der Systemvorstellung wurden die verbleibenden Themen abgefragt. Die Systembewertung erfolgte ebenso anhand des TUI mit den Skalen „Skepsis", „Nützlichkeit", „Benutzerfreundlichkeit" und „Zugänglichkeit". Die Antwortmöglichkeiten umfassten den Bereich „gar nicht zutreffend" bis „völlig zutreffend" in fünf Abstufungen.

Zur Messung der Bedeutung der Motive zur Nutzung der Systemlösung wurden die Konstrukte „Kosteneinsparung", „Komfortgewinn", „Monitoring" und „Nachhaltigkeit" aus den Funktionen der Systemlösung abgeleitet. Die Antwortmöglichkeiten umfassten den Bereich „gar nicht wichtig" bis „sehr wichtig" in fünf Abstufungen.

Das Konstrukt „Nutzungsintention" stammt wiederum aus dem TUI gemessen anhand einer fünfstufigen Zustimmungs-Skala.

6.6.2.2 Bewertung der Systemlösung und Nutzungsmotive

Die NutzerInnen sind allgemein eher bis sehr umweltbewusst, jedoch nur mäßig interessiert hinsichtlich technologischer Entwicklungen. Neugierde und Offenheit gegenüber neuer Technologien sind allerdings mehrfach gegeben. Dem „Energiemanager 4.0" gegenüber sind sie allgemein recht offen, wobei die Systembewertungen mehrheitlich als mäßig ausfallen. Die wichtigsten Nutzungsmotive der Befragten sind jene der Nachhaltigkeit sowie der möglichen monetären Vorteile (Innovationsbonus, Einsparungen im laufenden Betrieb) durch den „Energiemanager 4.0". Moderat bis eher wichtige Kriterien für die Nutzung der Systemlösung sind Möglichkeiten zum Monitoring des eigenen Energieverbrauchs sowie zur Erhöhung des Eigenheimkomforts durch Zusatzfunktionen.

Eine Marktsegmentierung nach den erhobenen psychografischen Merkmalen lässt dennoch auf eine sehr interessierte Zielgruppe schließen. Sowohl männliche, als auch weibliche NutzerInnen mit durchschnittlich 45 Jahren, die eine allgemeine oder berufsbildende Schule mit oder ohne Matura abgeschlossen haben und in Mehrfamilienhäusern gemeinsam mit drei oder mehreren weiteren Personen leben, zeigen die größte Nutzungsintention. Sie bewerten den „Energiemanager 4.0" unter allen Befragten am besten und sehen in den Eigenschaften der Systemlösung den größten Mehrwert. Diese Zielgruppe könnte mit entsprechender Hervorhebung der monetären Vorteile wie dem Innovationsbonus bei der Anschaffung und dem laufenden Einsparpotenzial überzeugt werden. Da sie genauso auf Nachhaltigkeit immensen Wert legt, werden sowohl monetäre als auch ideelle Motive adressiert, die oft als eher konträre Werte betrachtet werden.

Eine weitere Zielgruppe mit Potenzial ist mit durchschnittlich 54 Jahren tendenziell älter und hat eine tertiäre Ausbildung abgeschlossen. Personen dieser Zielgruppe sind ebenfalls in Mehrfamilienhäusern wohnhaft. Sie sind offen gegenüber neuen technologischen Entwicklungen, jedoch von der Systemlösung nur eingeschränkt überzeugt. Vor allem auf Zusatzfunktionen, die zum Komfortgewinn beitragen sollen, wird eher wenig Wert gelegt. Demnach sollten solche Funktionen bei der Ansprache eher zurückhaltend beworben werden. Wichtig sind ihnen der Nachhaltigkeits-Aspekt der Systemlösung und vor allem der Gedanke, ein neues technisches Gerät zu erkunden und zu benutzen. Eine Integration von Gaming-Komponenten in die Systemlösung könnte – trotz (oder gerade aufgrund) des fortgeschrittenen Alters der Zielgruppe – unterstützend für die Verbreitung der Systemlösung in dieser Zielgruppe wirken.

Eine Zielgruppe, die grundsätzlich offen gegenüber neuen Technologien ist, ist mit durchschnittlich 39 Jahren vergleichsweise jünger und von männlichen Verbrauchern mit tertiärem Bildungsabschluss repräsentiert. Ihr ist eine nachhaltige Systemlösung wichtig, die ihnen monetäre Einsparungen bringt. Zumal ihr Vertrauen in Wissenschaft und Technologie verhältnismäßig gering ausgeprägt ist, müsste für diese Zielgruppe der Mehrwert des „Energiemanagers 4.0" gesondert hervorgehoben werden. Da sie jedoch nur acht Prozent des Marktes ausmacht, ist das Kosten/Nutzen-Verhältnis entsprechend abzuwägen.

Somit wurde ein potenzieller Markt für den „Energiemanager 4.0" identifiziert, der rund 43% der NutzerInnen im Netzgebiet der Stadtwerke Hartberg abdeckt. Insgesamt ist hervorzuheben, dass für alle potenziellen NutzerInnen der Mehrwert der Systemlösung nicht auf monetäre Aspekte reduziert werden sollte. Die gegenständliche Analyse macht deutlich, dass bei der Ansprache von privaten Haushalten vor allem der Nachhaltigkeits-Gedanke, generell die ideellen Werte, keinesfalls außer Acht gelassen werden dürfen und sogar das wichtigere Nutzungsmotiv darstellen.

6.6.3 Schlussfolgerung zur Befragung

Die Befragungen der KundInnen ergab, dass die Motivation zur Investition in neue Technologien vor allem preislich getrieben sei, jedoch spielen auch der Umweltgedanke und der Wunsch nach Autarkie eine Rolle. Die tatsächliche Nutzung der Lösungen führte bei den KundInnen zu durchwegs positiven Emotionen, der die vorab bestehenden Hemmnisse der Komplexität der Lösung und des Gefühls die Technik überhole einen ablösten.

Im Zuge der quantitativen Befragung zeigte sich, dass auch wenn die Stärke der Motivation über die Gruppen unterschiedlich stark ausgeprägt war, vorranging Kosteneinsparungen, Nachhaltigkeit und das Umweltverhalten als Motivatoren zu nennen waren. Auch zu beobachten war, dass über beinahe alle Gruppen ein relativ hohes Interesse, sowie eine entsprechende Neugierde als weitere Motivatoren identifiziert wurden.

6.6.4 Fokusgruppe

Zur Erhebung von Erfahrungen und von Produktanforderungen im Zusammenhang mit der entwickelten Systemlösung, wurde eine Untersuchung in Form einer Fokusgruppe durchgeführt. Unter einer Fokusgruppe versteht man eine Form der Gruppendiskussion, die zum Beispiel in der qualitativen Sozialforschung sowie in der Marktforschung eingesetzt wird. Es handelt sich um eine moderierte Diskussion mehrerer Teilnehmer.

Die Fokusgruppe wurde am 15. April 2019 in den Räumlichkeiten der Stadtwerke Hartberg durchgeführt. Die Konzeption, Moderation und Auswertung erfolgte durch die Firma Pichler Jessenko, Agentur für Marktforschung & Kommunikation im Auftrag der Stadtwerke Hartberg. Der gesamte Ablauf dauerte ca. 2 Stunden. Es gab 10 Teilnehmer an der Fokusgruppe, die alle Besitzer einer Photovoltaikanlage sind. Die Hälfte der Teilnehmer ist auch bereits Besitzer eines Energiemanagers. In der Tabelle 27 sind die Strukturdaten der Fokusgruppe „Kunden" dargestellt.

Tabelle 27: Strukturdaten Fokusgruppe

Teilnehmer insgesamt	**10**
Geschlecht	
Männlich	10
Weiblich	-
Alter	
30 – 40 Jahre	2
41 – 50 Jahre	2
51 – 60 Jahre	3
61 – 70 Jahre	2
Über 70 Jahre	1
Beruf	
Arbeiter	1
Beamter/Angestellter	4
Selbstständig	2
Pension	3
Höchste abgeschlossene Ausbildung	
Pflichtschule/Lehre/Fachschule	3
Matura	7
Akademische Ausbildung	-
Wohnsituation	
Wohnung	-
Haus	10
Eigentum *	3
Miete *	-
* 7 Personen machten keine Angabe zu Eigentum/Miete	
Wohnort	
Hartberg	9
Pöllau	1
Haushaltsgröße	

1 Person	-
2 Personen	2
3 Personen	4
4 Personen	2
mehr als 4 Personen	2
Aktuelle Energiequellen (Mehrfachnennung)	
PV	5
Strom	5
Holz	4
Erdwärme	2
Öl	2
Fernwärme	1
Hackgut	1
Schwedenofen	1
Solar	1

In Tabelle 28 sind die wichtigsten Ergebnisse aus der Fokusgruppe dargestellt.

Tabelle 28: Marktforschungsfragen / Conclusio

Was sind die Hauptmotive für die Anschaffung einer PV-Anlage? Preispolitische Motive (Zusammenhang mit Förderung speziell für den Energiemanager) gepaart mit Umweltgedanken und dem Wunsch selbst autark zu sein (vor allem für die Jüngeren) stehen im Vordergrund
Was bestimmt die Qualität eines Photovoltaikproduktes? Lange Lebensdauer, Leistungs- und Herstellergarantie, hohe Beratungsqualität und ein Service rund um die Uhr, fachgerechte Montage, Förderung
Welche Emotionen begleiten den Kaufprozess? Freude an der Eigenversorgung, gutes Gefühl etwas für die Umwelt zu tun, ein Zukunftsprodukt zu besitzen, Vorreiter zu sein, Faszination Stromsparen, ein Gefühlskarussell
Wie informiert man sich? Wie sieht die Customer journey beim Kauf eines PV Produktes aus? Erst- sowie vertiefende Information über Internet oder Mundpropaganda, persönliches Beratungsgespräch unbedingt nötig, Fachunterlagen mit wissenschaftlichem Hintergrund, Veranstaltungen/Ausstellungen
Was bringt der Energiemanager? Kostenersparnis, Effizienz, bessere Nutzung der PV Anlage, Nutzung von Smart Home, Batteriespeicher damit laden, man kommt näher zur Autarkie
Was sind Hemmschwellen bei Photovoltaik / Energiemanager? Komplexität der Installation und Wartung schreckt ab, Technik überholt sich rasch, Lebensdauer ist gering, rechnet sich nicht
Was sind die Erwartungen an ein Zukunftsprodukt? Echte Effizienz ist nur mit einer Speichermöglichkeit gegeben, während die derzeitige Ausnutzung des Energiemanager bei rund 5% liegt kann dieser mit einer entsprechenden Speichermöglichkeit – wie etwa einem E-Auto – zum echten Zukunftsprodukt werden, Nutzung künftig bis 100%. Der Energiedienstleister ist dabei als innovativer Systemintegrierer gefordert.

B.7 Erreichung der Programmziele

Die Programmziele der 4. Ausschreibung waren:

- Stadtregion als Testbed nutzen

- Optimierung von Einzelsystem/-lösung erreichen
- Mehrwert gegenüber Einzelsystem/-lösung generieren

Das Projekt konnte dabei einen Beitrag zu allen dieser Ziele erreichen:

Stadtregion als Testbed nutzen

Für die entwickelte Lösung und Implementierung bestehend aus zentralem Optimierers, den im Netzgebiet (entspricht dem Stadtgebiet inkl. einigen Netzausläufern) verteilten Messstationen, deren Daten im zentralen Optimierer zusammenlaufen sowie der Nutzung der verteilten Flexibilitäten konnte dieses Programmziel in technischer Hinsicht bedient werden.

Die Entwicklung und Einführung von passenden Geschäftsmodellen für die energiewirtschaftliche Nutzung dieser Flexibilitäten sowie die Umsetzung dazugehöriger Tarifmodelle in EndkundInnenprodukte stellt den ökonomischen Teil dieses Programmziels dar.

Die mehrstufige partizipative Entwicklung und Evaluierung der Lösung stellt deckt den sozialen Aspekt dieses Ziels ab.

Optimierung von Einzelsystem/-lösung erreichen

Am Energieschwammsystem in Hartberg sind mehrere Einzelsysteme beteiligt, für die auch separat Optimierungen erreicht werden konnten. Das Wärmenetz konnte in der internen Regelung soweit optimiert werden, dass ein kostenoptimierter Betrieb auch nach Ablauf der Tarifförderung möglich ist. EndkundInnenanlagen mit PV-Erzeugung und elektrisch relevanten Wärmeerzeugern können auf Basis des Entwickelten EMS-Systems eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden. Die Rundsteueranlage kann zu energiewirtschaftlich optimalen Zeiten Schaltungen vornehmen.

Mehrwert gegenüber Einzelsystem/-lösung generieren

Oben genannte Optimierungen der Einzelsysteme werden durch Funktionen aus dem zentralen Optimierer unterstützt. Dies betrifft unter anderem die Nutzung gemeinsamer Prognosewerte (Wetterdaten, Wärmebedarf, Strompreise). Zum anderen entsteht durch die Anbindung an den zentralen Optimierer die Möglichkeit der gemeinsamen energiewirtschaftlichen Nutzung auch mit zukünftig möglichen Erlösmechaniken sowie der Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze für erneuerbare Energien.

Hinsichtlich des Projektziele können die folgenden Feststellungen getroffen werden:

Durch den integrativen Einsatz intelligenter grüner Technologien sollte beim zugrundeliegenden Projekt eine erstmalige Umsetzung eines Energie-Schwammes über Hybridnetze in Hartberg ermöglicht werden, damit der Grundstein für eine „Zero Emission City" mit hoher Lebensqualität entstehen kann. Durch diverse Neubauten, Sanierungen und Adaptierungen ausgewählter Objekte von Hartberg sollen diese ein Upgrade erfahren, damit sie zusammen mit anderen städtischen Objekten und Gebäudekomplexen den beschriebenen Energie-Schwamm bilden. Die Verbraucher könnten so intelligent in das System eingebunden werden.

Das **prioritäre Ziel** von Hybrid Grids DEMO war somit wie folgt: Entwicklung und Testbetrieb eines innovativen, flächendeckenden und integrierten Energie-Schwamm-Systems für Strom, Wärme und Kälte bzw. deren Netze in Hartberg. Durch Zusammenführung der Demonstrationsobjekte soll ein „funktionaler Energiespeicher"

errichtet werden, welcher das Potential zur Ausregelung von Energieüberschüssen und –unterversorgungen von Stadtgebiet und Umland aufweist. Am Ende des Projektes sollen dabei Ergebnisse über folgende Aspekte vorliegen:

- Ziel 1 Realistische Lösungsansätze (technisch und wirtschaftlich) zur Umsetzung eines urbanen Vorzeige-Energie-Schwammsystems
- Ziel 2: Erarbeitung eines multiplizierbaren Technikstandards für den Roll-out des Ansatzes in andere Versorgungsgebiete / Städte
- Ziel 3: Umsetzung der Potentiale an urbaner Energieflussoptimierung bei paralleler Betrachtung verschiedener Netze, Nutzenergieformen und Objekte
- Ziel 4: Positive Effekte des städtischen Energiesystems und Umlandes durch Betrieb des „funktionalen Energiespeichers": Harmonisierung des Netzprofiles, Erhöhung der Direktnutzungsquote von Erneuerbaren, höhere Effizienz bei der Erzeugung/Verteilung und dem Verbrauch, größere Integration Erneuerbarer
- Ziel 5: Entwicklung von Marktmodellen zur Nutzbarmachung der entstandenen Flexibilität
- Ziel 6: Erfolgsfaktoren / Barrieren im Versorgungsgebiet bzw. im liberalisierten Energiemarkt
- Ziel 7: Gesamtheitliche ökologische Bewertung der umgesetzten Maßnahmen

Um die Optimierungen des Gesamtsystems in technischer und ökonomischer Hinsicht passend und in einer von den NutzerInnen akzeptierten Form vornehmen zu können, war eine umfassende und integrierte Planung sowie Vorabevaluierung des Konzeptes unumgänglich sowie diesem Prozess die notwendigen zeitlichen und personellen Ressourcen zu widmen. Die holistische Konzeptplanung des Energiesystems basierte auf der Ist-Situation des Projektgebietes und davon ausgehenden Szenarien, die die weitere Entwicklung der involvierten Objekte ebenso wie externe Einflüsse erfassten und bewerteten. Da sich die technischen und wirtschaftlichen Aspekte gegenseitig erheblich beeinflussen, wurde diese Analyse in einem iterativen Prozess aufgesetzt. Dieser Prozess umfasste im Wesentlichen folgende Aspekte:

- Erarbeitung der notwendigen Systemarchitektur (betrifft Ziel 1 und Ziel 2)
- Entwicklung eines Geschäfts- und Tarifmodells (betrifft Ziel 5 und Ziel 6
- Optimierung des Energiesystems (betrifft Ziel 3, Ziel 4 und Ziel 7)

Die Erreichung dieser Ziele wird gemeinsam mit den Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen im folgenden Kapitel nochmals zusammenfassend gezeigt.

Ausgehend vom prioritären Ziel (Entwicklung und Testbetrieb eines innovativen, flächendeckenden und integrierten Energie-Schwamm-Systems für Strom, Wärme und Kälte bzw. deren Netze in Hartberg) kann anhand dieser Darstellung festgehalten werden, dass die Entwicklung abgeschlossen ist und der Testbetrieb (inkl. Installation, Inbetriebnahme) – wenn auch in verkürztem Zeitraum – durchgeführt und bewertet werden konnte.

B.8 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen und Zusammenfassung

8.1 Erarbeitung der notwendigen Systemarchitektur

Die für die Umsetzung des Projekts notwendige Systemarchitektur war einer der kritischen Punkte des Projektes und ist vor allem im Spannungsfeld zwischen wirtschaftlichen, technischen und soziologischen Aspekten zu betrachten. So mussten die eingesetzten Komponenten den technischen Anforderungen hinsichtlich Sicherheit, Verlässlichkeit und Funktionalität genügen. Andererseits unterlag die Auswahl wirtschaftlichen Vorgaben, so muss sich der Einsatz der Komponenten für eine breite Umsetzung des im Projekt verfolgten Konzepts zumindest unter holistischer Betrachtung refinanzieren können. Der Fokus lag somit einerseits auf Low-Cost-Lösungen zur Nutzbarmachung von Flexibilitäten, andererseits auf Komponenten, die daneben auch noch Zusatznutzen generieren können (z.B. Komfortgewinn durch Gebäudeautomation). Ziel des Projektes war es zudem, für verschiedene Kundengruppen maßgeschneiderte Lösungen anbieten zu können. Die Systemarchitektur besteht aus einem Zusammenspiel von zentralen Komponenten und Steuereinheiten und dezentralen Einheiten, die die zentralen Empfehlungen umsetzen können.

Die Grundidee bestand darin, das System auf drei Säulen aufzubauen. Der zentrale Optimierer (1. Säule) wurde dabei durch eine Softwarelösung des Projektpartners Venios Österreich, dem Venios Energy Management (VEM), umgesetzt. Damit kann der elektrische Energiebezug von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden auf Grundlage von gemessenen oder modellierten Lastgängen optimiert werden. Die VEM-Plattform umfasst physikalische Modelle und historische Daten zu Photovoltaikerzeugung, Stromspeichern, BHKWs, Wärmeverbrauch und vielem mehr. Die Optimierung bietet Handlungsoptionen vom elektrischen Eigenverbrauch bis zur Betrachtung der Vermarktung der elektrischen Energie an Strombörsen und dem Regelenergiemarkt. Im weiteren Verlauf würde eine übergreifende Übernahme einer optimierten Ansteuerung der Anlagen entwickelt, welche sowohl den sicheren Netzbetrieb als auch die effiziente Anlagennutzung berücksichtigt und mit dezentralen Energiemanagementsystemen in unterschiedlichen Anlagen, der Wärmezentrale sowie der Rundsteueranlage kommunizieren kann. Ausgehend von der in der Software generierten Handlungsempfehlungen werden diese mittels geeigneter Kommunikationsinfrastruktur an die dezentralen Einheiten weitergegeben und von diesen – unter Berücksichtigung eigener Erfordernisse und Grenzen – verarbeitet.

Es wurden unterschiedliche Typen an dezentralen Einheiten definiert (Einheiten mit dezentralem EMS, Wärmenetz, Rundsteuerempfänger), die Flexibilitäten für das System zur Verfügung stellen können. Für diese wurde jeweils ein detailliertes Konzept zur Anbindung an den zentralen Optimierer entwickelt. Für diese dezentralen Einheiten (2. Säule) stehen am Markt verschiedene Systeme zur Auswahl, wobei aufgrund der hohen Anzahl an notwendigen Komponenten (separate Anbindung für jede Flexibilität ist notwendig) der Kostenaspekt im Vordergrund stand. Auf Basis der Anforderungen konnten drei konkrete Anbieter dezentraler Energiemanagementsysteme für Hardwarelösungen identifiziert werden, deren Lösungen einem Pre-Test unterzogen wurden. Der Anbieter „Loxone" wurde dabei für die Ausrollung des Systems priorisiert. Mit dieser Technologie kann ein Baukastensystem an möglichen Lösungen angeboten werden, das je nach Flexibilität und

Kundenanforderung angepasst in das System eingebunden werden kann und auch zusätzliche Funktionen beim Kunden (Gebäudeautomation) übernehmen kann. Bestehende Automationssysteme (v.a. Smartfox) können über standardisierte Schnittstellen ebenso in das System eingebunden werden. Als dezentrale Einheit wurde auch das Wärmenetz am Ökopark Hartberg in den zentralen Optimierer eingebunden. Eine Einbindung einer Wärmepumpe in die Energiezentrale als zusätzlicher Kopplungspunkt hat sich als nicht wirtschaftlich herausgestellt, somit erfolgte die Fokussierung auf den Sektorkopplungspunkt „BHKWs", die nun bei Netzengpässen in angepasster Leistung betrieben werden bzw. im Regelbetrieb eine prognosegestützte kostenoptimierte Fahrweise unter Berücksichtigung dynamischer Stromgroßhandelspreise umsetzen können. Ebenso wurde die Rundsteueranlage des EVUs an den zentralen Optimierer angeschlossen, um die einzelnen Schaltgruppen systemoptimiert ansteuern zu können.

Die dritte Säule umfasst die für das Netz notwendige Überwachungs- und Analyseinfrastruktur. Der aktive Eingriff in Lastprofile über Flexibilitäten stellt einen Eingriff in bestehende, funktionierende Energiesysteme und Handlungsabläufe dar. So bestehen beispielsweise bereits enorme Erfahrungswerte für die Erstellung von Fahrplänen und darauf basierend auf die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt. Ein Eingriff in diese bestehenden Abläufe bedeutet sohin eine Veränderung hin zu anders vorhersagbaren Zuständen im System, was erhöhte Anforderungen an die Überwachung notwendig macht. Hierfür wurde auf eine Kombination aus in den Netzen (Wärme und Strom) verteilten Messpunkten und Simulation der Netze dazwischengesetzt. Die Ausrollung der Messgeräte ist bei Projektabschluss aufgrund der zeitlichen Verschiebung zwischen FFG-Projekt und KPC-Teil noch in Durchführung.

8.2 Entwicklung des Geschäfts- und Tarifmodells

Das zu entwickelnde Geschäfts- und Tarifmodell war an die technische Umsetzbarkeit der Nutzbarmachung der Flexibilitäten sowie an die NutzerInnenakzeptanz und die Marktsituation gebunden. Die Unterscheidung zwischen Geschäfts- und Tarifmodell wurde dabei im Projekt folgendermaßen getroffen:

Als **Geschäftsmodell** im Sinne des Projekts wurde generell der wirtschaftliche Vorteil verstanden, der dem Unternehmen der Stadtwerke Hartberg sowie den KundInnen im Rahmen der im Projekt entwickelten Lösungen entsteht. Das Geschäftsmodell für das EVU ist dabei nicht eingeschränkt auf die reine Sparte der Energieversorgung bzw. der Energienetze (Wärme und Strom), sondern erstreckt sich über sämtliche vorhandene bzw. zukünftige Geschäftsbereiche des Unternehmens.

Energietarife für KundInnen im Energiesystem sind in der Regel aufgeteilt in Grund- und Arbeitspreise, für manche Verbraucher bzw. Erzeuger gibt es auch leistungsabhängige Bestandteile. Des Weiteren sind die Tarife zudem in Energietarife, Netztarife und sonstige Kosten unterteilt. Häufig ist der Zeitpunkt des Energiebezugs bzw. der Einspeisung bei Kundenanlagen für die dadurch entstehenden Kosten irrelevant. **Tarifmodelle** im Sinne des Projekts gehen über diese Aspekte hinaus. Unter der Fragestellung des Tarifmodells wurden im Projekt jegliche Kostenaspekte zwischen Stadtwerken und KundInnen, subsummiert. Contracting wurde dabei ein Teil des Tarifmodells verstanden. Ziel des Tarifmodells war es unter anderem, die Nutzung der Flexibilitätspotentiale wirtschaftlich darstellen zu können.

Hinsichtlich eines möglichen Geschäftsmodells wurde der Einsatz von Flexibilitäten für die Beschaffungsoptimierung in Verbindung mit Zusatzaspekten (Komponentenverkauf, Kundenbindung, Energiemanagement) vertiefend untersucht.

Bei der Entwicklung von solchen KundInnenmodellen wurden unterschiedliche Modellkunden berücksichtigt, die sich nach Alter, Kaufkraft und Einstellung der KundInnen unterscheiden. Damit konnten vier Tarifmodelle entwickelt werden, die grundsätzlich für die Umsetzung der entwickelten technischen Lösung bzw. Geschäftsmodelle in Frage kommen.

Davon sind zwei dieser Modelle darauf ausgelegt, dass die KundInnen selbst in den Bau einer PV-Anlage mit integriertem Energiemanager (bzw. in die Nachrüstung einer bestehenden Anlage) investieren. Für das EVU entsteht dadurch ein positiver Effekt durch den Komponentenverkauf sowie die KundInnenbindung. Bei zwei Modellen würde das EVU als Investor auftreten und den vor Ort erzeugten Strom an die Kundenanlage liefern (unter Einsparung der Netzgebühren) bzw. die Anlage über eine Leasingrate der Kunden refinanziert bekommen. Dabei stellt sich jeweils ein Einsparungseffekt durch die optimierte Vermarktung des erzeugten Stroms für beide Seiten ein.

8.3 Optimierung des Energiesystems

Die Optimierung des Energiesystems unterteilte sich in eine Planungsphase, eine Implementierungsphase und eine Test- und Bewertungsphase. Es wurden für folgende Teilsysteme Optimierungen durchgeführt, die am Ende wieder zu einem Gesamtergebnis zusammengeführt werden konnten:

- Demonstrationsobjekte mit dezentralen Wärmeerzeugern und PV
- Demonstrationsobjekt Ökopark Hartberg mit Fokus auf das Wärmenetz
- Rundsteueranlage
- Stromnetz und zentrale Leitstelle

Wesentliche Akteure für die Optimierung sind Haushalte, deren Energiemanager entweder über den zentralen Optimierer angesprochen werden oder deren Wärmeerzeuger über die Rundsteueranlage, deren optimale Schaltzeiten ebenfalls über den zentralen Optimierer ermittelt und automatisiert übertragen werden, zur energetischen Optimierung verwendet werden. Andererseits wird das Nahwärmenetz des Ökoparks Hartberg, das über zwei BHKWs und einen Biomassekessel verfügt, über den zentralen Optimierer in die Gesamtbetrachtung eingebunden.

Der zentrale Optimierer hat im Wesentlichen zwei Aufgaben:

1. Netzüberwachung und Durchführung von Schaltungen in kritischen Netzsituationen: Sollte im Stromnetzgebiet der Stadtwerke Hartberg ein Engpass, bedingt durch hohe erneuerbare Erzeugung bei gleichzeitig niedrigem Verbrauch auftreten, so können thermische Verbraucher in den Haushalten gezielt aktiviert werden, um in den betroffenen Netzzweigen Abhilfe zu schaffen. Selbiges gilt für den Netzanschlusspunkt des Ökoparks, an dem sich eine hohe PV-Leistung sowie zwei BHKWs als Einspeiser verfügen. Das Netz der Stadtwerke Hartberg verfügt derzeit über genügend Reserven, um diese Option selten ziehen zu müssen, dennoch ist das Netz der Stadtwerke hiermit für weiteren zukünftigen Zubau an Erzeugungsanlagen grundsätzlich ertüchtigt.

2. Um auch jetzt schon einen Nutzen aus den gewonnenen Flexibilitäten ziehen zu können, werden diese energiewirtschaftlich verwertet. Für die Haushalte mit Eigenerzeugung wird dafür eine duale Optimierung angewendet. Priorität hat hier die Eigenverbrauchsmaximierung für die EndkundInnen, wobei anhand eines Testbetriebs gezeigt werden konnte, dass diese nicht negativ beeinflusst wird, wenn die verbleibende Flexibilität durch das EVU genutzt wird. Haushalte ohne Eigenerzeugung, die aber über einen Rundsteuerempfänger verfügen, werden über diese in die Optimierung eingebunden. Durch die stetige prognosegestützte Optimierung im Wärmenetz kann hier zudem die optimale Betriebsstrategie aus dem Zusammenspiel der BHKWs mit dem Biomassekessel ermittelt werden.

Der Probebetrieb aller Anlagen hat gezeigt, dass die Kommunikation mit den Anlagen aus dem zentralen Optimierer grundsätzlich hergestellt werden kann und funktioniert. Dabei sind für das Wärmenetz präzise Leistungsvorgaben, gestützt auf Prognosen und somit Einsatzplanung im Voraus möglich. Für die Aktivierung von Flexibilitäten in Haushalten konnte dies nicht in dieser Ausprägung durchgeführt werden, da die Kommunikation entweder unidirektional durchgeführt wird (Rundsteueranlage) oder die Verbraucher keine präzise Leistungsvorgabe akzeptieren (Wärmepumpe in Gebäude 4).

8.3.1 Demonstrationsobjekte mit dezentralen Wärmeerzeugern und PV

Der für die EndkundInnen entwickelte Ansatz beruht darauf, die (elektro-)thermischen Flexibilitäten von EndkundInnen im Sinne der Implementierung eines Energieschwammes zu nutzen. Diese Flexibilitäten umfassen sämtliche Wärmeerzeuger, die mit elektrischer Energie betrieben werden, konkret betrifft das:

- Warmwasserboiler mit Heizstab
- Wärmepumpen
- Infrarotheizungen (nur theoretisch betrachtet)
- Elektrische Nachtspeicheröfen (nur theoretisch betrachtet)

sowie die dazugehörigen thermischen Speicher:

- Warmwasserspeicher
- Thermische Masse Gebäude

Für Nutzung dieser Flexibilitäten wurde ein zweistufiger Ansatz entwickelt. Verfügen die EndkundInnen über eine erneuerbare Erzeugungsanlage, gilt als primäres Ziel der Steuerung die Optimierung des Eigenverbrauchs. Sollten dann noch Kapazitätspotentiale vorhanden sein, können diese für die Stadtwerke Hartberg zur Optimierung des Einkaufs herangezogen werden. Aufbauend auf dieser Strategie wurde ein techno-ökonomisches gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell zur wirtschaftlichen Bewertung der Flexibilitätsnutzung erstellt. Für die Analyse des wirtschaftlichen Potentials wurden unterschiedliche repräsentative Haushalte in Hartberg identifiziert und zu Standardvarianten aggregiert. Für die analysierten Varianten wurden unter Verwendung des Optimierungsmodells die Einsparungen der EndkundInnen sowie die Einnahmen der Stadtwerke analysiert. Dabei zeigte sich eine Bandbreite an möglichen Einsparungen / Mehreinnahmen, die sich aus den einzelnen Varianten ergeben. Für die EndkundInnen ließ sich das Fazit ableiten, dass eine Einsparung erst dann resultiert, wenn auch eine PV-Anlage vorhanden ist, was angesichts der Zielstrategie der Eigenbedarfsoptimierung nachvollziehbar ist. Generell ließ sich aus den Ergebnissen ableiten, dass die Kombination

aus geringem thermischen Bedarf in Kombination mit großer Speicherkapazität ein hohes Potential für Einsparungen ergibt. Für die Stadtwerke Hartberg ergaben sich auf die/den Kunden/in bezogene Mehreinnahmen von bis zu +16,1 %. Die minimalen Mehreinnahmen beliefen sich auf etwa +4,5 %, d.h. für die Stadtwerke ergab sich in jedem Fall ein finanzieller Vorteil durch die optimierte Nutzung der Flexibilitäten. Im Mittel, über alle Varianten gerechnet, beliefen sich die Mehreinnahmen der Stadtwerke auf 10,6 %. Durch die Vorabanalyse wurden für den Demonstrationsbetrieb ausschließlich Warmwasserboiler und Wärmepumpen als Flexibilitäten berücksichtigt. Zur einfacheren Kategorisierung wurden zwei Gebäudetypen identifiziert, die häufig im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hartberg vorkommen. Je Gebäudetyp wurde ein Aufrüstungskonzept entwickelt. Aus dem Prozess der Endkunden/innen-Eindbindung konnten vier Gebäude – dieser werden aus datenschutztechnischen Gründen in weiterer Folge als Gebäude 1 bis Gebäude 4 bezeichnet – akquiriert werden, die für die Installation und den Test des HGD-Ansatzes zur Verfügung standen.

Die generelle Funktionsweise der Regellogik bzw. der Kommunikation konnte innerhalb der Monitoringperioden nachgewiesen werden, wobei insbesondere bei den verwendeten Wärmepumpen keine direkte Leistungsvorgabe möglich war. Daher musste ein vereinfachtes Modell mit Verschiebung der Heizkurven angewendet werden.

Aus dem Probebetrieb die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden:

Um das vereinfachte Modell verbessern zu können

- müsste das Fenster für die Optimierung erweitert werden, um die niedrigen Preise in den frühen Morgenstunden nutzen zu können (eventuell dynamisch abhängig vom PV-Überschuss des nächsten Tages, nicht wie aktuell starr bis 6 h vor dem nächsten Überschuss).
- müsste ein gesondertes Signal für Raumwärme und Warmwasser ausgegeben werden, wobei das Signal für Raumwärme das verzögerte Ansprechen der Wärmepumpe berücksichtigt.
- müssten Preisevents unter Tags ebenfalls Berücksichtigung finden (siehe negativer Strompreis am 12.05.2019), jedoch unter Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs

Um eine generelle Verbesserung zu erzielen und das Optimierungsmodell für Haushalte gemäß Anhang umsetzen zu können, wäre eine andere Form der Möglichkeit notwendig, auf die Wärmepumpenregelung zuzugreifen. Die derzeitige Lösung mit Verschiebung der Heizkurve ohne direkten Einblick in die wärmepumpeninterne Regelung ermöglicht nicht immer eine exakte Aussage darüber, wie sich die Wärmepumpe bei Befehlen aus dem zentralen Optimierer verhält. Hier wäre eine geeignete Schnittstelle für die Sollwertvorgabe der Leistung zielführender, wobei die sicherheitstechnischen Regelungen in der Wärmepumpe (z.B. Einhaltung bestimmter Drücke) verbleiben müssten.

8.3.2 Ökopark Hartberg mit Fokus auf das Wärmenetz

Die Einbeziehung des Wärmenetzes in das Projekt erfolgte in zwei Planungsstufen. In einer ersten Stufe wurde untersucht, inwiefern eine Wärmepumpe als zusätzlicher Kopplungspunkt zwischen Stromnetz und Wärmenetz nach Ablauf des Fördertarifs für die BHKW und unter Einbeziehung der PV-Anlagen vor Ort wirtschaftlich und technisch darstellbar wäre. Die Ergebnisse zeigten, dass das Szenario des weiterhin stromgeführten Betriebs der BHKWs und der Spitzenlastabdeckung durch den Biomassekessel nach Ablauf

der Förderungen – die Abschreibungen für die bestehenden Anlagen sind hier bereits erfolgt – den höchsten kumulierten Barwert erreicht. Die weiteren Untersuchungen konzentrierten sich also auf die Einbindung der bestehenden Wärmezentrale in den zentralen Optimierer, um die Einspeiseleistung der BHKWs einerseits bei Netzengpässen im Stromnetz drosseln zu können. Andererseits soll nach Ablauf der Tarifförderung und bei sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Optimierung unter Berücksichtigung der Stromgroßhandelspreise ermöglicht werden. Für die Einsatzoptimierung wurde in der Planungsphase ein Optimierungsmodell erstellt, dass für den Testbetrieb in den zentralen Optimierer implementiert wurde und deren Parameter im Rahmen des Testbetriebs bzw. in der Umsetzungsphase zusammen mit den Herstellern der Anlagen parametrisiert bzw. konkretisiert wurden. Im Sinne des Projektansatzes, dass der zentrale Optimierer als Empfehlungsgeber gesehen wird und nur Empfehlungen an die daran angeschlossenen Teilsysteme weitergibt, wurde die Umsetzung der Optimierung im Wärmenetz nur mit Leistungssollwerten für die BHKWs durchgeführt. Die interne Regelung der Wärmezentrale sorgt dafür, dass die Bereitstellung der Residuallast durch den Biomassekessel ebenso wie die Regelung der Temperaturen im System gewährleistet ist.

Ziel für das Fernwärmenetz war es, die BHKW-Strom-/Abwärmenutzung zu maximieren bzw. die gesamte Energiezentrale (Absorptionskälteanlage, Gebäudeleittechnik f. d. Gebäuderegelung, Biomassekessel) zu optimieren. Dafür wurden im Zuge der Erweiterungs- und Optimierungsmaßnahmen sämtliche bestehende MSR-Anlagen erweitert und teilweise erneuert sowie mit dem zentralen Optimierer vernetzt, um einen effizienten Anlagenbetrieb zwischen dem zentralen Optimierer, den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchsanlagen zu gewährleisten. Um dies zu erreichen, musste die gesamte Regelungslogik/Programmierung überarbeitet werden. Zusätzlich erfolgte auch eine gesamtheitliche Optimierung der Anlagenhydraulik sowie Nachrüstungen von Regeleinrichtungen, Messsensoren und effizienteren Plattenwärmetauschern. Die Anbindung der Wärmezentrale an den zentralen Optimierer ermöglicht die jeweils für das Gesamtsystem eine optimierte (günstige) Einsatzstrategie unter Berücksichtigung netzübergreifender Anforderungen. Um die dezentralen Versorgungs-objekte des Fernwärmenetzes im Ökopark optimal einbinden zu können, müssen alle verfügbaren Energieformen und Systemparameter gleichzeitig zur Verfügung gestellt werden und abrufbereit sein, um eine Sollwertvorgabe und damit Handlungsempfehlung der übergeordneten zentralen Regelung zu ermöglichen. Aus diesem Grund wurden die Fernwärmeübergabestationen über die Gebäudeleittechnik des Süd- und Nord-Zweigs (Typ Metasys von Johnson Controls) in den zentralen Optimierer eingebunden. Weitere Schnittstellen wurden mit den Erzeugungsanlagen vor Ort, der Energiezentrale (Regeltechnik in der Energiezentrale vom Typ ELES-TA/Hereschwerke), den verbauten Wärmemengenzählern (WMZ) vom Typ Lorus M Bus und den BHKWs bzw. der Wärmepumpe hergestellt.

In einem Vor-Ort Kommunikationstest wurde anhand händischer Vorgaben getestet, ob die Kommunikation mit Leistungsvorgaben für die BHKWs aus dem zentralen Optimierer heraus bewerkstelligt werden kann. Wesentlich dafür war, dass seitens der Regelung der BHKWs einmalig vorab eine Freigabe für die Steuerung von außen erfolgen musste. Danach konnte festgestellt werden, dass die BHKWs sowohl den Leistungsvorgaben als auch den Start- und Stoppbefehlen aus dem zentralen Optimierer folgen.

Der Testbetrieb im Optimierungsbetrieb legte reale Strommarktpreise zugrunde (Spotmarkt-Day Ahead), bei dem derzeit noch vorhandenen Einspeisetarif lediglich ein Bandlastbetrieb

der BHKWs die das Resultat der Optimierung gewesen wäre. Basierend auf den Vorarbeiten und der fertig gestellten Implementierung der Regelstrategie in den zentralen Optimierer wurde im Zeitraum 26.03.2019 bis 30.03.2019 ein Testbetrieb für die stromgeführte Optimierung, das bedeutet, dass bei entsprechender Strommarktsituation auch Wärmeüberschüsse produziert werden dürfen, die über den Rückkühler an die Umgebung abgegeben werden, aus dem zentralen Optimierer heraus durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf den Erkenntnisgewinn des praktischen Ablaufs der Optimierung, der Stabilität der Verbindungen sowie auf dem Nachweis der Kommunikation über einen längeren Zeitraum. Die Rückkopplung zur Anpassung der Parameter des Modells sowie der Simulationstechnischen Analyse eines Betriebsjahres erfolgte im Nachgang.

Für die Bewertung der Regelstrategie wurde eine wärmegeführte bzw. stromgeführte Betriebsstrategie in einem Simulationsmodell umgesetzt und je ein Betriebsjahr mit unterschiedlichen Betriebsstrategien und Rahmenbedingungen analysiert. Dabei konnte festgestellt werden, dass bei gleichbleibender Kostenstruktur, insbesondere der Brennstoffkosten unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Verwertung von Speiseresten, der stromgeführte Betrieb, dh. Rückkühlen von überschüssiger Wärme ist erlaubt, auch nach Ablauf des Fördertarifs fortgesetzt werden kann.

8.3.3 Rundsteueranlage

Als Schnittstelle zum zentralen Optimierer wurde unter anderem die Rundsteueranlage Smart Grid-fähig gemacht. Dies ermöglicht ein automatisiertes Einlesen von Empfehlungen des zentralen Optimierers, da die derzeitige Rundsteueranlage nur manuell programmiert werden und somit nicht flexibel reagieren konnte.

Ausgangspunkt für die Optimierung der Verbraucher der Rundsteueranlage war die Zuteilung zu den einzelnen Schaltgruppen. Die Gruppen werden nach bisherigem Einschaltzeitpunkt (22:00, 23:30, 00:00 und 01:00) sowie der Freigabedauer unterschieden (4 h, 6 h, 8 h). Der gemessene Lastgang für ein Mehrparteienhaus wurde als Systemmodell für den Lastverlauf der Schaltgruppen ermittelt und in eine Funktion für die einzelnen Schaltgruppen umgelegt. Die Zielfunktion für die Rundsteuergruppen wurde so formuliert, das abhängig von den Einschränkungen und den Leistungen je Schaltruppe die insgesamt niedrigsten Stromkosten für das EVU entstehen. Damit konnte ein Signifikantes Verschiebungspotential bzw. Optimierungspotential gehoben werden (insgesamt 823 Haushalte).

Die optimierte Ansteuerung der Rundsteueranlage erfolgte über die direkte Schnittstelle zentraler Optimierer – Rundsteueranlage ab März 2019. Legt man diesen Ansatz auf das Jahr 2018 um, so ergeben sich die Auswirkungen laut Abbildung 99. Auf Basis der Strompreis im Jahr 2018 können mit dem optimierten Betrieb der Rundsteueranlage 55.455,84 € pro Jahr eingespart werden.

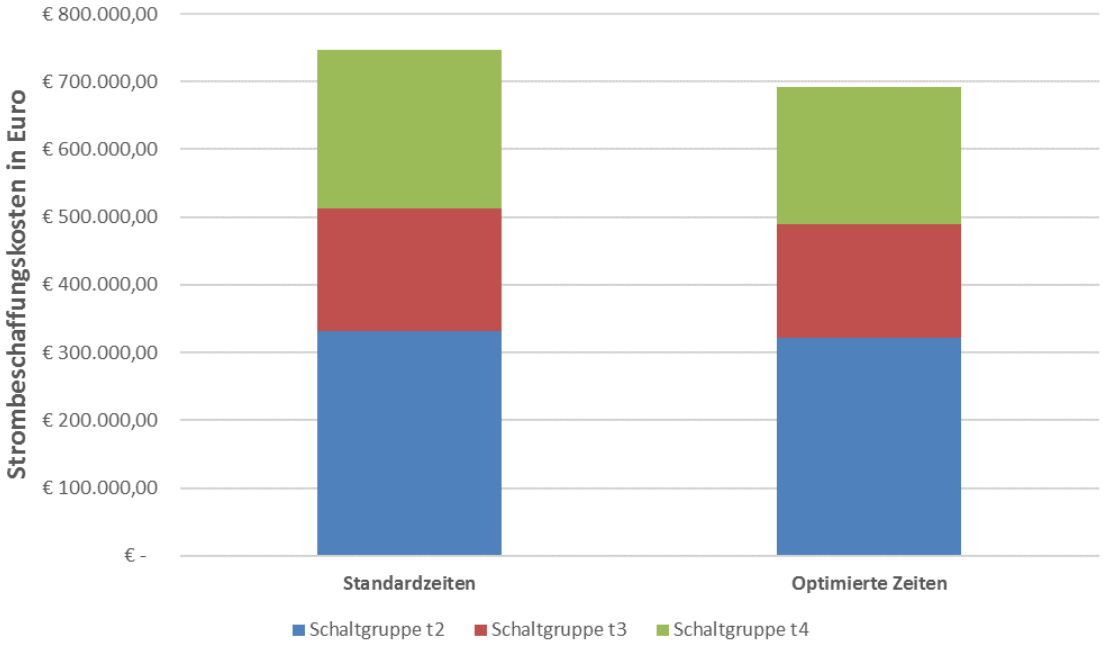


Abbildung 99 Stromkosten Rundsteueranlage vor und nach Optimierung

8.3.4 Stromnetz und zentrale Leitstelle

Neben dem Neuheitsgrad von hybriden Netzansätzen wird durch die Realisierung des zentralen Optimierers (in seiner Einbindung und Funktion im Gesamtsystem) ein wesentlicher Innovationsgrad des Projekts definiert. Das System baut auf der bereits am Markt vertretenen Lösung „Venios Energy Platform" zur Darstellung und Analyse von Stromverteilnetzen auf, die Einbindung als zentraler Optimierer in diesem Projekt stellt jedoch ein Novum dar.

Der zentrale Optimierer kann auf Basis der Informationen die ihm Vorliegen, eine Einsatzstrategie für alle mit ihm verbundenen dezentralen Einheiten im Untersuchungsgebiet erstellen und diese weitergeben. Die Einheiten können dann entscheiden, ob sie der Empfehlung des Optimierers folgen. Somit erfolgt eine passive Steuerung nach dem Bottom-Up-Ansatz. Der zentrale Optimierer nutzt dabei Flexibilitäten bei Endkundinnen und Endkunden sowie im Wärmenetz bzw. Daten aus den in den Trafostationen verteilten Messeinrichtungen. Die Optimierung erfolgt primär nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten, erst im Falle von Netzengpässen wird auf eine Regelung im Sinne der Netzstabilität umgestellt.

Ein wesentlicher Vorteil aus der Nutzung des Hybrid Grid Demo Ansatzes besteht darin, dass der Anteil erneuerbarer Energie durch die gezielte Steuerung der (elektro-)thermischen Verbraucher erhöht werden kann. Da der Demonstrationsbetrieb nur wenige Gebäude behandelt, musste eine alternative Bewertungsmethode für den Zubau erneuerbarer Energie entwickelt werden. Für das Untersuchungsgebiet Hartberg spielt beim erneuerbaren Zubau hauptsächlich PV eine Rolle, weswegen diese hier auch im Fokus der Untersuchung steht.

Da es nicht möglich war, das gesamte Stromnetz der Stadtwerke Hartberg, hier fehlten Daten für das Niederspannungsnetz, in einer Simulation hinsichtlich des maximalen PV-Zubaus zu berücksichtigen, wurden drei repräsentative Netzzweige (*„Best Case"*, *„Regular*

Case" und *„Worst Case")* identifiziert, anhand derer die Untersuchungen durchgeführt wurden.

Im Netzabschnitt „Best-Case" konnte der PV-Ausbaugrad von 89% auf 100% durch die Optimierung steuerbarer Verbraucher gesteigert werden und somit das maximale Dachflächenpotenzial installiert werden. Im Netzabschnitt „Regular-Case" konnte der PV-Ausbaugrad durch die Optimierung von 78% auf 91% des maximalen Potenzials erhöht werden. Im Netzabschnitt „Worst-Case" konnte eine Steigung der installierten PV-Leistung von 80% auf 84% verzeichnet werden.

8.3.5 Bewertung des Umwelteffekts für alle Teilsysteme

Die zeitliche Zusammensetzung des Strommix hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der ökologischen Bewertung. Somit wurden sämtliche zeitlichen Veränderungen von Bezugs- und Einspeiselasten mittels zeitlich dynamischer Belastung des Strommixes und bzw. des Grenzkraftwerks (bzw. Grenzstrommixes) untersucht, die Auswirkungen auf die alternative Wärmeerzeugung über den Biomassekessel im Wärmenetz ebenfalls berücksichtigt. So wurden die Teilbereiche „Ausbaupotential für PV", „Optimierung der Rundsteueranlage" sowie „Wärmenetzoptimierung" einer Analyse bezüglich der auftretenden Auswirkungen unterzogen. Die Ergebnisse der einzelnen Teilbereiche wurden anschließend zu einem Gesamtergebnis aggregiert. Damit lässt sich eine Abschätzung der Veränderung (Ersparnisse oder Zusätzliches) des Treibhauspotentials in kg CO_2 Äquivalenten angeben. Die folgende Abbildung und Tabelle zeigen die jeweils vielversprechendsten Szenarien der drei betrachteten Bereiche. Den größten Anteil am Gesamtergebnis liefert das erhöhte Ausbaupotential für PV-Anlagen, welches hinsichtlich der tatsächlichen Realisierung sicherlich als am langfristigsten zu betrachten ist. In Summe können je nach Strommix, der für die Bewertung herangezogen wird rund 7.000 t CO_2-Eqv/Jahr bzw. 7.500 t CO_2-Eqv/Jahr eingespart werden.

Tabelle 29: Auswertung Veränderung (Ersparnisse pos. Werte; Zusätzliches neg. Werte) des Treibhauspotentials in [t CO_2 Äquivalenten]

	PV Optimiert	Rundsteuerempfänger	Wärmenetz Szenario stromgeführt	Summe	Einheit
Veränderung, bewertet mit durchschnittlichen Strommix	7.135	-0,009	92	**7.227**	t CO_2-Eqv/Jahr
Veränderung, bewertet mit Grenzstrommix	7.419	0,026	86	**7.505**	t CO_2-Eqv/Jahr

8.3.6 Partizipative Begleitung und Bewertung durch EndnutzerInnen

Die Partizipation wurde über drei Wellen durchgeführt.

Der **1. Partizipationsworkshop** diente als Instrument, um private EndnutzerInnen über die Systemlösung zu informieren, aufzuklären und Informationen über Anforderungen und Potenziale zu sammeln. Darüber hinaus boten die erhobenen Daten aus dem Workshop eine Grundlage für den Vergleich der Ergebnisse weiterer Untersu-chungen. Es konnten erste Einblicke in die Zielgruppen und derjenigen Fakten erhalten wer-den, Auswirkungen auf die Teilnahme oder Nichtteilnahme dieser Gruppen haben könnten. Der kausale

Zusammenhang zwischen Alter, Interaktion und Nutzungsin-tention zeigt Potenziale für zugängliche Zielgruppen wie die Generation Y oder auch später geborene Generationen, die eher jung und technikaffin sind. Diese Generation repräsentiert einen Anteil von rund 43% der Bevölkerung in der Steiermark.

Im Rahmen des **2. Partizipationsworkshops** wurden das fertige Produkt (Energiemanager und dazugehöriges Geschäftsmodell) und dessen Funktionsweise den Nutze-rInnen präsentiert. Die Veranstaltung fand unter dem Titel „Solar 2018" statt. Für diesen Workshop wurde ein größerer KundInnen-Kreis der Stadtwerke Hartberg, be-stehend aus mehreren Privatpersonen, geladen. Teilgenommen haben rund 100 Personen, von denen ein Großteil auch an den anschließenden Diskussionen beteiligt war.

Aus diesem Grund werden im Rahmen der **3. Partizipationswelle** wurden die KundInnen der Stadtwerke Hartberg neuerlich hinsichtlich ihrer Erfahrungen mit den Lösungen des Projektes involviert. Es wurde noch ein weiterer Schritt in der NutzerInneneinbindung gegangen und eine umfassende Umfrage der KundInnen der Stadtwerke Hartberg durchgeführt. Durch diese Umfrage sollte der Grundstein für die weitere Ausrollung der Lösungen und Produkte geschaffen werden. Zur Erhebung von Erfahrungen und von Produktanforderungen im Zusammenhang mit der entwickelten Systemlösung, wurde eine Untersuchung in Form einer Fokusgruppe durchgeführt.

B.9 Ausblick und Empfehlungen

9.1 Wissenschaftlicher Ausblick/Empfehlungen

Die wissenschaftlichen Partner konnten Know-How vor allem im Bereich des Zusammenspiels zwischen zentralen und dezentralen Strom- und Wärmeanwendungen im energiewirtschafltichen Umfeld aufbauen. Zu nennen sind hier vor allem die folgenden Tools bzw. die daraus gewonnenen Erkenntnisse:

- Analysetool für Szenarien im Nahwärmenetzen mit integrierter Stromerzeugung
- Analysetool für die gleichzeitige Nutzung von Lastverschiebungsmaßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs für PV-Anlagenbesitzer UND zur Beschaffungsoptimierung durch das EVU
- Prognosetool zur Erstellung von Wärmelastprognosen für Nahwärmenetze
- Optimierungsmodell für die stromgeführte und wärmegeführte Einsatzoptimierung von Nahwärmenetzen mit BHKWs und Spitzenlastkessel
- Optimierungsmodell für die Einsatzoptimierung von Wärmepumpen in Haushalten zur Ausnutzung von PV-Strom und niedrigen variablen Strompreisen
- Erkenntnisse über Motivation, Anreize und Hemmnisse für die Teilnahme an innovativen Geschäftsmodellen durch EndkundInnen im Rahmen der Energiewende

Die entwickelten Modelle werden in Folgeprojekten weiter genutzt bzw. weiterentwickelt. So ist beispielsweise geplant, das Optimierungsmodell zur Einsatzoptimierung in Nahwärmenetzen um zusätzliche Komponenten (u.a. Wärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen, Rauchgaskondensation) zu erweitern.

Das Optimierungsmodell für die Einsatzoptimierung von Wärmepumpen soll unter anderem genutzt werden, um Wärmepumpenhersteller zu ermutigen, die Möglichkeit der direkten Leistungsvorgabe drehzahlgeregelter Wärmepumpen zu entwickeln bzw. anzubieten, um lokalen PV-Überschuss zielgerichteter (und exergetisch effizienter als über Heizstäbe) in Wärme umwandeln zu können.

Nicht zuletzt sollen die Erkenntnisse der dynamischen Betrachtung der CO2-Belastung, insbesondere auch der CO2-Belastung im Grenzstrommix im Kontext des zunehmenden Flexibilisierungsbedarfs stärker in die ökologische Bewertung von Maßnahmen eingebracht werden.

Hinsichtlich der Anbindung der dezentralen Flexibilitäten sind zukünftig zwei Aspekte in den Fokus zu rücken:

- Die Schaffung von Schnittstellen und Regelmöglichkeiten von Verbrauchern ist bei der Entwicklung durch die Hersteller zu berücksichtigen. Die Umsetzung in Gebäude 4 hat gezeigt, dass die direkte Sollwertvorgabe an die Wärmepumpe nicht möglich war. Aufgrund nicht vorhandener Kenntnis über die detaillierten Regelparameter der Wärmepumpe konnte sich hier nur über eine Temperatursollwertvorgabe an ein systemdienliches Verhalten angenähert werden.
- Die Nutzung von Smart Metern bzw. deren Schnittstellen stellt künftig eine grundsätzliche Möglichkeit dar, dezentrale Flexibilitäten kostengünstiger in eine netz- und systemdienliche Strategie einzubinden. Hier sind aber vor allem noch Datenschutzrechtliche Fragestellungen sowie technologische Details hinsichtlich der Kommunikation mit den Verbrauchern zu klären.

9.2 Wirtschaftlicher Ausblick/Empfehlungen

Unter diesem Punkt sind hauptsächlich zwei wirtschaftlich verwertbare Ergebnisse bzw. dazugehörige Partner zu nennen, die in weiteren Forschungsprojekten und/oder kommerziellen Projekten weiter verfolgt werden sollen:

Für das am Projekt beteiligte EVU konnte eine Grundlage geschaffen werden, um den künftig zunehmenden Flexibilitätsbedarf im Energiesystem bereitstellen und bewirtschaften zu können. Hier ist besonders relevant, dass die Anbindung weiterer KundInnen an den zentralen Optimierer über die entwickelten Geschäfts- und Tarifmodelle angestrebt bzw. auch während der noch offenen Laufzeit des KPC-Projekts forciert wird. Für die Stadtwerke Hartberg ergeben sich somit auf wirtschaftlicher Ebene mehrere Synerigen. Zum einen kann das Produkt „Energie" durch Zusatzleistungen diversifiziert werden, was neue Geschäftsfelder eröffnet und Kundenbindung schafft. Zum anderen kann Nutzen sowohl im bestehenden – bei entsprechender Anpassung der Regeln im Optimierer auch in künftigen – energiewirtschaftlichen Marktmodell durch Nutzung zeitlich dynamischer Preismechanismen generiert werden. Nicht zuletzt profitiert neben der Energiesparte die Unternehmensgruppe der Stadtwerke Hartberg durch zusätzlichen Komponentenverkauf, die Installation, Planungsleistungen usw.

Für den Technologiepartner Venios besteht die Verwertung vor allem in der Schaffung einer Zusatzfunktion im zentralen Optimierer, der neben der Netzüberwachung und –sicherung nun auch energiewirtschaftliche Funktionen zur Nutzung von Flexibilitäten beinhaltet und

grundsätzlich auf unterschiedlichste Netzgebiete, Hardwareoptionen und Umsetzungsprojekte skalierbar ist.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Verwertung der Flexibilitäten konnte gezeigt werden, dass derzeit zwar in einigen Bereichen – vor allem für PV-Anlagenbesitzer – bereits wirtschaftliche Anreize für die Aktivierung der Flexibilitäten vorhanden sind. Für Anlagen ohne einen solchen Anreiz, die nur die Erlösmechanik der Beschaffungsoptimierung durch das EVU bedienen können, reichen diese jedoch nicht aus, um zusätzliche dezentrale Hardware zu refinanzieren. Hier konnte lediglich die zentral gesteuerte Rundsteueranlage eine Aktivierung von Flexibilitäten bewirken. Somit sind, um weitere Flexibilitätspotentiale ökonomisch nutzbar machen zu können, weitere regulatorische bzw. energiewirtschaftliche Anreize notwendig.

9.3 EndkundInneneinbindung

Die Befragungen der KundInnen ergab, dass die Motivation zur Investition in neue Technologien vor allem preislich getrieben sei, jedoch spielen auch der Umweltgedanke und der Wunsch nach Autarkie eine Rolle. Die tatsächliche Nutzung der Lösungen führte bei den KundInnen zu durchwegs positiven Emotionen, der die vorab bestehenden Hemmnisse der Komplexität der Lösung und des Gefühls die Technik überhole einen ablösten.

Im Zuge der quantitativen Befragung zeigte sich, dass auch wenn die Stärke der Motivation über die Gruppen unterschiedlich stark ausgeprägt war, vorranging Kosteneinsparungen, Nachhaltigkeit und das Umweltverhalten als Motivatoren zu nennen waren. Auch zu beobachten war, dass über beinahe alle Gruppen ein relativ hohes Interesse, sowie eine entsprechende Neugierde als weitere Motivatoren identifiziert wurden.

Somit kann die Empfehlung abgeleitet werden, dass eine Zielgruppengerechte Integration der NutzerInnen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Motivationsfelder (Kosten, Umweltgedanke, Autrakie, …) bei der Umsetzung weiterer Projekte zu erfolgen hat.

C. Literaturverzeichnis

[1] D. Schwabeneder, G. Lettner, A. Fleischhacker und H. Auer, „Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Endkundenmärkten - eine Power2Heat Fallstudie," in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.

[2] E. Widl, W. Müller und D. Basciotti, „Simulation of multi-domain energy systems based on the functional mock-up interface specification," in *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies*, Wien, 2015.

[3] G. Steindl, C. Pfeiffer und M. Puchegger, „Künstliche Neuronale NARX-Modelle zur Wärmelastprognose von Nahwärmenetzen," in *e-nova 2018*, Pinkafeld, 2018.

[4] ISO 14040:2009, „Environmental management - Life cycle assessment - Grundsätze und Rahmenbedingungen".

[5] ISO 14044:2006, „Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidlines".

[6] M. A. Curran, Life Cycle Assessment Handbook A Guide for Environmentally Sustinable Products, Cincinnati: John Wiley & Sons, Inc., 2012.

[7] IBO Verein und GmbH , „Ermittlung monatlicher Konversionsfaktoren für den Energieträger Strom," 20. Juni 2018. [Online]. Available: https://www.ibo.at/meldungen/detail/data/ermittlung-monatlicher-konversionsfaktoren-fuer-den-energietraeger-strom/.

[8] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. , „Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems," 10 April 2019. [Online]. Available: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/ressourcen-und-klimaschutz/628-dynamis.

[9] Tomorrow's, „electricityMap - Klimaeinfluss der Regionen," 10 April 2019. [Online]. Available: https://www.electricitymap.org/?page=map&solar=false&remote=true&wind=false.

[10] Tomorrow's, „electricityMap - Österreich," 10 April 2019. [Online]. Available: https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=AT.

[11] B. Tranberg, O. Corradi, B. Lajoie, T. Gibon, I. Staffell und G. B. Andersen, *Real-Time Carbon Accounting Method for the European Electricity Markets,* Energy Strategy Reviews, 2018.

[12] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, „Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner,

K.Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]., Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA., 2014.

[13] Ecoinvent, „Database Ecoinvent v2.2. Datenbank inkludiert im Software System GaBi 6," Swiss Centre for Life Cycle Inventories, St. Gallen, 2010.

[14] J. (. Guinée, M. Gorrée, R. Heijungs, G. Huppes, A. de Koning, L. van Oers, A. Wegener Sleeswijk, S. Suh, H. Udo de Haes, H. de Bruijn, R. van Duin und M. Huijbregts, „Handbook on Life Cycle Assessment Operational Guide to the ISO Standards," Kulwer Academix Publishers, Dordrecht, 2002.

[15] EXAA, „Historische Handelsdaten Spotmarktbörse EXAA," 2019. [Online]. Available: https://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten. [Zugriff am 12 07 2019].

[16] B. Lajoie, *Bewertung Wasserkraft im Grenzstrommix - Methode,* e-Mail Nachricht, 2019.

[17] O. Corradi, „Estimating the marginal carbon intensity of electricity with machine learning," 03 Juli 2018. [Online]. Available: https://medium.com/electricitymap/using-machine-learning-to-estimate-the-hourly-marginal-carbon-intensity-of-electricity-49eade43b421.

[18] T. Milfont und J. Duckitt, „The structure of environmental attitudes: a first- and second-order confirmatory analysis. Journal of Environmental Psychology 24, S. 289-303," 2004.

[19] T. Milfont und J. Duckitt, „The environmental attitudes inventory: A valid and reliable measure to assess the structure of environmental attitudes. Journal of Environmental Psychology 30, S. 80-94.," 2010.

[20] O. e. a. Kothgassner, „TUI. Technology Usage Inventory. Wien: ICARUS.," 2012.

[21] H. Eckey, R. Kosfeld und M. Türck, *Wahrscheinlichkeitsrechnung und Induktive Statistik,* Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH, 2005, p. 112.

[22] E. TU Wien, aDSM - Endbericht, Wien, 2014.

[23] M. Huijbregts, Z. Steinmann, P. Elshout, G. Stam, F. Verones, M. Vieira, A. Hollander, M. Zijp und R. van Zelm, „ReCiPe 2016 v1.1: A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level," RIVM: National Institute for Public Health and the Environment, Bilthoven, The Netherlands, 2017.

[24] C. Pfeiffer and M. Rabelhofer, "Participation in Energy Transition - Challenges within the Scope of Smart Grids," in *SEE SDEWES*, Novi Sad, 2018.

9.4 Optimierungsmodell für die (elektro-)thermischen Flexibilitäten der Haushalte

Autor: **Thomas Nacht**

Firma: **4ward Energy Research GmbH**

Nachfolgende Formeln beschreiben das Optimierungsmodell für die Haushalte

Zielfunktion:

$$ZF(Modus) = \begin{cases} \sum_{t=1}^{t_{max}} P_{el_{Netz}}(t) \cdot p_{Markt}(t) \cdot \Delta t + P_{el_{Ues}}(t) \cdot f_g\,, & Modus = STWH + EBO \\ \sum_{t=1}^{t_{max}} P_{el_{Netz}}(t) \cdot p_{Markt}(t) \cdot \Delta t\,, & Modus = STWH \\ \sum_{t=1}^{t_{max}} P_{el_{Ues}}(t) \cdot f_g\,, & Modus = EBO \end{cases}$$

ZF	Zielfunktion	[-]
t	Zeitschritt	[-]
t_{max}	Maximale Anzahl an Zeitschritten	[-]
$P_{el_{Netz}}$	Stromnetzbezug [W]	[W]
p_{Markt}	Strommarktpreis [€/Wh]	[€/Wh]
$P_{el_{Ues}}$	Elektrische Überschusseinsspeisung	[W]
f_g	Gewichtungsfaktor	[-]

Nebenbedingungen:

Energiebilanz Raumwärmespeicher:

Gilt nur wenn für die Raumwärme ein eigener Speicher verwendet wird.

$$E_{RW}(t) = \begin{cases} E_{RW_{Init}} + (P_{RW_{th}}(t) + P_{G_{RW_{th}}}(t) - P_{RW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{RW}}(t), & t = 1 \\ E_{RW}(t-1) + (P_{RW_{th}}(t) + P_{G_{RW_{th}}}(t) - P_{RW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{RW}}(t), & t \geq 2 \end{cases}$$

E_{RW}	Energieinhalt des „Raumwärmespeichers"	[Wh]
$E_{RW_{Init}}$	Initialenergieinhalt des Raumwärmespeichers	[Wh]
$P_{RW_{th}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers für Raumwärme	[W]
$P_{G_{RW_{th}}}$	Thermische Leistung des gemeinsamen Wärmeerzeugers (Anteil für Raumwärme)	[W]
$P_{RW_{ab}}$	Thermische Leistung der Wärmeentnahme aus dem Speicher	[W]
$E_{Verl_{RW}}$	Verluste aus dem Speicher	[Wh]

Energiebilanz Warmwasserspeicher:

Gilt nur wenn für das Warmwasser ein eigener Speicher verwendet wird.

$$E_{WW}(t) = \begin{cases} E_{WW_{Init}} + (P_{WW_{th}}(t) + P_{G_{WW_{th}}}(t) - P_{WW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{WW}}(t), & t = 1 \\ E_{WW}(t-1) + (P_{WW_{th}}(t) + P_{G_{WW_{th}}}(t) - P_{WW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{WW}}(t), & t \geq 2 \end{cases}$$

E_{WW}	Energieinhalt des „Warmwasserspeichers"	[Wh]
$E_{WW_{Init}}$	Initialenergieinhalt des Warmwasserspeichers	[Wh]
$P_{WW_{th}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers für Warmwasser	[W]

$P_{G_{WW_{th}}}$	Thermische Leistung des gemeinsamen Wärmeerzeugers (Anteil für Warmwasser)	[W]
$P_{WW_{ab}}$	Thermische Leistung der Warmwasserentnahme aus dem Speicher	[W]
$E_{Verl_{WW}}$	Verluste aus dem Speicher	[Wh]

Energiebilanz gemeinsamer Speicher:

Gilt nur wenn für das Warmwasser und die Raumwärme ein gemeinsamer Speicher verwendet wird.

$$E_{Gem}(t) = \begin{cases} E_{Gem_{Init}} + (P_{WW_{th}}(t) + P_{G_{WW_{th}}}(t) + (P_{RW_{th}}(t) + P_{G_{RW_{th}}}(t) \\ \quad -P_{RW_{ab}}(t) - P_{WW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{Gem}}(t), \quad t = 1 \\ E_{WW}(t-1) + (P_{WW_{th}}(t) + P_{G_{WW_{th}}}(t) + (P_{RW_{th}}(t) + P_{G_{RW_{th}}}(t) \\ \quad -P_{RW_{ab}}(t) - P_{WW_{ab}}(t)) \cdot \Delta t - E_{Verl_{Gem}}(t), \quad t \geq 2 \end{cases}$$

Gilt nur, wenn ein gemeinsamer thermischer Speicher verwendet wird.

E_{Gem}	Energieinhalt des gemeinsamen Speichers	[Wh]
$E_{Gem_{Init}}$	Initialenergieinhalt des gemeinsamen Speichers	[Wh]
$E_{Verl_{Gem}}$	Verluste aus dem Speicher	[Wh]

Zusammenhang Temperatur und Speicherinhalt - Raumwärmespeicher:

Gilt nur wenn für die Raumwärme ein eigener Speicher verwendet wird.

Für das Speichermedium Wasser (Boiler, Puffer etc.):

$$E_{RW}(t) = T_{RW}(t) \cdot \frac{cp_{H20} \cdot V_{Speicher_{RW}} \cdot \delta_{H20}}{3.6}$$

Für die thermische Speichermasse:

$$E_{RW}(t) = T_{RW}(t) \cdot u_{Geb} \cdot AH_{Speicher_{RW}} \cdot \Delta t$$

T_{RW}	Mittlere Temperatur im Raumwärmespeicher	[K]
$V_{Speicher_{RW}}$	Volumen im Raumwärmespeicher	[m³]
cp_{H20}	Wärmeleitkoeffizient Warmwasser	[kJ/kg K]
δ_{H20}	Dichte Wasser	[kg/m³]
u_{Geb}	Mittlerer U-Wert des Gebäudes	[W/m² K]
$AH_{Speicher_{RW}}$	Außenhaut des Speichers	[m²]

$$T_{RW_{Min}} \leq T_{RW}(t) \leq T_{RW_{Max}}$$

$T_{RW_{Min}}$	Minimaltemperatur im Raumwärmespeicher	[K]
$T_{RW_{Max}}$	Maximaltemperatur im Raumwärmespeicher	[K]

Zusammenhang Temperatur und Speicherinhalt - Warmwasserspeicher:

Gilt nur, wenn für das Warmwasser ein eigener Speicher verwendet wird.

Für das Speichermedium Wasser (Boiler, Puffer etc.):

$$E_{WW}(t) = T_{WW}(t) \cdot \frac{cp_{H20} \cdot V_{Speicher_{WW}} \cdot \delta_{H20}}{3.6}$$

T_{WW}	Mittlere Temperatur im Warmwasserspeicher	[K]
$V_{Speicher_{RW}}$	Volumen im Warmwasserspeicher	[m³]

$$T_{WW_{Min}} \leq T_{WW}(t) \leq T_{WW_{Max}}$$

$T_{WW_{Min}}$	Minimaltemperatur im Warmwasserspeicher	[K]
$T_{WW_{Max}}$	Maximaltemperatur im Warmwasserspeicher	[K]

Zusammenhang Temperatur und Speicherinhalt – gemeinsamer Speicher:

Gilt nur wenn für das Warmwasser und die Raumwärme ein gemeinsamer Speicher verwendet wird.

Für das Speichermedium Wasser (Boiler, Puffer etc.):

$$E_{Gem}(t) = T_{Gem}(t) \cdot \frac{cp_{H20} \cdot V_{Speicher_{Gem}} \cdot \delta_{H20}}{3.6}$$

Gilt nur, wenn für das Warmwasser ein eigener Speicher verwendet wird.

T_{Gem}	Mittlere Temperatur im gemeinsamen Speicher	[K]
$V_{Speicher_{WW}}$	Volumen im gemeinsamen Speicher	[m³]

$$T_{Gem_{Min}} \leq T_{Gem}(t) \leq T_{Gem_{Max}}$$

$T_{Gem_{Min}}$	Minimaltemperatur im gemeinsamen Speicher	[K]
$T_{Gem_{Max}}$	Maximaltemperatur im gemeinsamen Speicher	[K]

Verlustberechnung Raumwärmespeicher:

Gilt nur wenn für die Raumwärme ein eigener Speicher verwendet wird und das Speichermedium Wasser ist.

$$E_{Verl_{RW}}(t) = \begin{cases} O_{Speicher_{RW}} \cdot u_{Speicher_{RW}} \cdot \Delta t \cdot (T_{RW_{Init}} - T_U), & t = 1 \\ O_{Speicher_{RW}} \cdot u_{Speicher_{RW}} \cdot \Delta t \cdot (T_{RW}(t-1) - T_U), & t \geq 2 \end{cases}$$

$O_{Speicher_{RW}}$	Oberfläche des Speichers	[m²]
$u_{Speicher_{RW}}$	U-Wert des Speichers	[W/m² K]
$T_{RW_{Init}}$	Initiale Temperatur des Speichers	[K]
T_U	Mittlere Umgebungstemperartur um den Speicher	[K]

Verlustberechnung Warmwasserspeicher:

Gilt nur, wenn für das Warmwasser ein eigener Speicher verwendet wird.

$$E_{Verl_{WW}}(t) = \begin{cases} O_{Speicher_{WW}} \cdot u_{Speicher_{WW}} \cdot \Delta t \cdot (T_{WW_{Init}} - T_U), & t = 1 \\ O_{Speicher_{RW}} \cdot u_{Speicher_{WW}} \cdot \Delta t \cdot (T_{WW}(t-1) - T_U), & t \geq 2 \end{cases}$$

$O_{Speicher_{WW}}$	Oberfläche des Speichers	[m²]
$u_{Speicher_{WW}}$	U-Wert des Speichers	[W/m² K]
$T_{WW_{Init}}$	Initiale Temperatur des Speichers	[K]
T_U	Mittlere Umgebungstemperartur um den Speicher	[K]

Verlustberechnung gemeinsamer Speicher:

Gilt nur wenn für das Warmwasser und die Raumwärme ein gemeinsamer Speicher verwendet wird.

$$E_{Verl_{Gem}}(t) = \begin{cases} O_{Speicher_{Gem}} \cdot u_{Speicher_{Gem}} \cdot \Delta t \cdot (T_{Gem_{Init}} - T_U), & t = 1 \\ O_{Speicher_{Gem}} \cdot u_{Speicher_{Gem}} \cdot \Delta t \cdot (T_{Gem}(t-1) - T_U), & t \geq 2 \end{cases}$$

$O_{Speicher_{Gem}}$	Oberfläche des Speichers	[m²]
$u_{Speicher_{Gem}}$	U-Wert des Speichers	[W/m² K]
$T_{Gem_{Init}}$	Initiale Temperatur des Speichers	[K]
T_U	Mittlere Umgebungstemperartur um den Speicher	[K]

Leistungseinschränkung Erzeugers für den Wärmeerzeuger, der den Raumwärmespeicher oder den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

$$ea_{RW}(t) \cdot P_{RW_{Min}} \leq P_{th_{RW}}(t) \leq ea_{RW}(t) \cdot P_{RW_{Max}}$$

ea_{RW}	Bool'sche Variabel die den Schaltzustand des Wärmeerzeugers angibt	[]
$P_{RW_{Min}}$	Minimale Leistung des Wärmeerzeugers	[W]
$P_{RW_{Max}}$	Maximale Leistung des Wärmeerzeugers	[W]
$P_{th_{RW}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers	[W]

Leistungseinschränkung Erzeugers für den Wärmeerzeuger, der den Warmasserspeicher oder den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

$$ea_{WW}(t) \cdot P_{WW_{Min}} \leq P_{th_{WW}}(t) \leq ea_{WW}(t) \cdot P_{WW_{Max}}$$

ea_{WW}	Bool'sche Variabel die den Schaltzustand des Wärmeerzeugers angibt	[]
$P_{WW_{Min}}$	Minimale Leistung des Wärmeerzeugers	[W]
$P_{WW_{Max}}$	Maximale Leistung des Wärmeerzeugers	[W]
$P_{th_{WW}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers	[W]

Leistungseinschränkung Erzeugers für den Wärmeerzeuger, der zeitgleich entweder den Warmwasserspeicher oder den Raumwärmespeichers sowie separat den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

$$P_{th_{Gem}}(t) \leq P_{th_{Gem-WW}}(t) + P_{th_{Gem-RW}}(t)$$
$$ea_{Gem-WW}(t) \cdot P_{Gem-WW_{Min}} \leq P_{th_{Gem-WW}}(t) \leq ea_{Gem-WW}(t) \cdot P_{Gem-WW_{Max}}$$
$$ea_{Gem-RW}(t) \cdot P_{Gem-RW_{Min}} \leq P_{th_{Gem-RW}}(t) \leq ea_{Gem-RW}(t) \cdot P_{Gem-RW_{Max}}$$
$$ea_{Gem}(t) = ea_{Gem-WW}(t) + ea_{Gem-RW}(t)$$
$$ea_{Gem}(t) \leq 1$$

$P_{th_{Gem}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers	[W]
$P_{th_{Gem-WW}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers (Anteil Warmwasser)	[W]
$P_{th_{Gem-RW}}$	Thermische Leistung des Wärmeerzeugers (Anteil Raumwärme)	[W]
a_{Gem-WW}	Bool'sche Variabel die den Schaltzustand des Wärmeerzeugers angibt (Anteil Warmwasser)	[-]
a_{Gem-RW}	Bool'sche Variabel die den Schaltzustand des Wärmeerzeugers angibt (Anteil Raumwärme)	[-]
a_{Gem}	Bool'sche Variabel die den Schaltzustand des Wärmeerzeugers angibt	[-]
$P_{Gem-WW_{Min}}$	Minimale Leistung des thermischen Wärmeerzeugers (Anteil Warmwasser)	[W]
$P_{Gem-WW_{Max}}$	Maximale Leistung des thermischen Wärmeerzeugers (Anteil Warmwasser)	[W]
$P_{Gem-RW_{Min}}$	Minimale Leistung des thermischen Wärmeerzeugers (Anteil Raumwärme)	[W]
$P_{Gem-RW_{Max}}$	Maximale Leistung des thermischen Wärmeerzeugers (Anteil Raumwärme)	[W]

Mindestlaufzeit und Mindeststillstandszeit für den Wärmeerzeuger, der den Raumwärmespeicher oder den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

Gelten nur, wenn dieser Wärmeerzeuger auch verwendet wird

$$switch_{RW}(t) = \begin{cases} ea_{RW}(t), & t = 1 \\ ea_{RW}(t) - ea_{RW}(t-1), & t \geq 2 \end{cases}$$
$$switch_{RW}(t) = switch_{RW_{ein}}(t) - switch_{RW_{aus}}(t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MLZ_{RW},\ t_{max})} ea_{RW}(i) \geq switch_{RW_{ein}}(t) \cdot \min(MLZ_{RW}, t_{max} - t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MSZ_{RW},\ t_{max})} 1 - ea_{RW}(i) \geq switch_{RW_{ein}}(t) \cdot \min(MSZ_{RW}, t_{max} - t)$$

$switch_{RW}$	Gibt die Änderung des Einschaltzustandes des Wärmeerzeugers an	[-]
$switch_{RW_{ein}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger eingeschalten wurde	[-]
$switch_{RW_{aus}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger ausgeschalten wurde	[-]
MLZ_{RW}	Mindestlautfzeit	[h]
MSZ_{RW}	Mindeststillstandzeit	[h]

Mindestlaufzeit und Mindeststillstandszeit für den Wärmeerzeuger, der den Warmwasserspe oder den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

Gelten nur, wenn dieser Wärmeerzeuger auch verwendet wird

$$switch_{WW}(t) = \begin{cases} ea_{WW}(t), & t = 1 \\ ea_{WW}(t) - ea_{WW}(t-1), & t \geq 2 \end{cases}$$

$$switch_{WW}(t) = switch_{WW_{ein}}(t) - switch_{WW_{aus}}(t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MLZ_{WW},\ t_{max})} ea_{WW}(i) \geq switch_{WW_{ein}}(t) \cdot \min(MLZ_{WW}, t_{max} - t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MSZ_{WW},\ t_{max})} 1 - ea_{WW}(i) \geq switch_{WW_{ein}}(t) \cdot \min(MSZ_{WW}, t_{max} - t)$$

$switch_{WW}$	Gibt die Änderung des Einschaltzustandes des Wärmeerzeugers an	[-]
$switch_{WW_{ein}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger eingeschalten wurde	[-]
$switch_{WW_{aus}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger ausgeschalten wurde	[-]
MLZ_{WW}	Mindestlautfzeit	[h]
MSZ_{WW}	Mindeststillstandzeit	[h]

Mindestlaufzeit und Mindeststillstandszeit für den Wärmeerzeuger, für den Wärmeerzeuger, der zeitgleich entweder den Warmwasserspeicher oder den Raumwärmespeichers sowie separat den gemeinsamen Speicher bedienen kann:

Gelten nur, wenn dieser Wärmeerzeuger auch verwendet wird

$$switch_{Gem}(t) = \begin{cases} ea_{Gem}(t), & t = 1 \\ ea_{Gem}(t) - ea_{Gem}(t-1), & t \geq 2 \end{cases}$$

$$switch_{Gem}(t) = switch_{Gem_{ein}}(t) - switch_{Gem_{aus}}(t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MLZ_{Gem},\ t_{max})} ea_{Gem}(i) \geq switch_{Gem_{ein}}(t) \cdot \min(MLZ_{Gem}, t_{max} - t)$$

$$\sum_{i=1}^{\min(t+MSZ_{Gem},\ t_{max})} 1 - ea_{Gem}(i) \geq switch_{Gem_{ein}}(t) \cdot \min(MSZ_{Gem}, t_{max} - t)$$

$switch_{Gem}$	Gibt die Änderung des Einschaltzustandes des Wärmeerzeugers an	[-]
$switch_{Gem_{ein}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger eingeschalten wurde	[-]

$switch_{Gem_{aus}}(t)$	Bool'sche Variable die angibt, wann der Wärmeerzeuger ausgeschalten wurde	[-]
MLZ_{Gem}	Mindestlautfzeit	[h]
MSZ_{Gem}	Mindeststillstandzeit	[h]

Netzaustausch

$$P_{el_{Netz}}(t) - P_{el_{Ues}}(t) = P_{Last}(t) - P_{PV}(t) + P_{th_{RW}}(t) \cdot eta_{RW}(t) + P_{th_{WW}}(t) \cdot eta_{WW}(t) + P_{th_{Gem-WW}}(t) \cdot eta_{Gem-WW}(t) + P_{th_{Gem-RW}}(t) \cdot eta_{Gem-RW}(t)$$

$P_{Last}(t)$	Elektrischer Verrbauch des Haushaltes	[W]
$P_{PV}(t)$	PV Erzeugung	[W}
$eta_{RW}(t)$	Wirkungsgrad der Umwandlung thermisch → elektrisch	[-]
$eta_{WW}(t)$	Wirkungsgrad der Umwandlung thermisch → elektrisch	[-]
$eta_{Gem-RW}(t)$	Wirkungsgrad der Umwandlung thermisch → elektrisch	[-]
$eta_{Gem-WW}(t)$	Wirkungsgrad der Umwandlung thermisch → elektrisch	[-]

Einschränkung des Netzaustausch

$$P_{el_{Netz}}(t) \leq ea_{Netz}(t) \cdot 100.000$$
$$P_{el_{Ues}}(t) \leq ea_{Ues}(t) \cdot 100.000$$
$$ea_{Netz}(t) + ea_{Netz}(t) \leq 1$$

ea_{Netz}	Bool'sche Variable die angibt ob aktuell ein Netzbezug stattfindet	[-]
ea_{Ues}	Bool'sche Variable die angibt ob aktuell eine Überschusseinspeisung stattfindet	[-}

9.5 Lineares Optimierungsmodell für den wärmegeführten Betrieb der Wärmeerzeugung für das Wärmenetz

Autor: **Markus Puchegger**

Firma: **Forschung Burgenland GmbH**

Optimierung Wärmenetz

Ziel: Minimiere Kosten im wärmegeführten Betrieb (nach Ablauf Tarifförderung)

Zielfunktion:

$$min \sum_{t=0}^{35040} C_{heat,BHKW1}(t) + C_{heat,BHKW2}(t) + C_{heat,BMK}(t)$$

Mit Vereinfachung für Pr, BHKW

$$C_{heat,BHKW1}(t) = \left(\frac{p_{f,BHKW}(t)}{\eta_{th,BHKW1}(t)}\right) \cdot P_{th,BHKW1}(t) + p_{v,BHKW1}(t) \cdot ein_{aus_{bhkw1(t)}} - ein_{aus_{bhkw1(t)}} \cdot p_e(t) \cdot P_{r,BHKW1} \cdot P_{th,BHKW1}(t)$$

$$C_{heat,BHKW2}(t) = \left(\frac{p_{f,BHKW}(t)}{\eta_{th,BHKW2}(t)}\right) \cdot P_{th,BHKW2}(t) + p_{v,BHKW2}(t) \cdot ein_{aus_{bhkw2(t)}} - ein_{aus_{bhkw2(t)}} \cdot p_e(t) \cdot P_{r,BHKW2} \cdot P_{th,BHKW2}(t)$$

$$C_{heat,BMK}(t) = \left(\frac{p_{f,BMK}(t)}{\eta_{th,BMK}(t)}\right) \cdot P_{th,BMK}(t) + p_{v,BMK}(t) \cdot ein_aus_bmk(t) + switch_ein_{BMK}(t) \cdot C_{start,BMK}$$

mit…

$C_{heat,BHKW1}(t)$…. Kosten der Wärmeerzeugung BHKW1 in ct/kWh
$C_{heat,BHKW2}(t)$…. Kosten der Wärmeerzeugung BHKW2 in ct/kWh
$p_{f,BHKW}(t)$…Kosten Biogas in ct/kWh Br
$p_{f,BMK}(t)$… Kosten Biomasse in ct/kWh Br
$\eta_{th,BHKW1}(t)$… Wärmebezogener Brennstoffwirkungsgrad BHKW1 in (-)
$\eta_{th,BHKW2}(t)$… Wärmebezogener Brennstoffwirkungsgrad BHKW2 in (-)
$\eta_{th,BMK}(t)$…Brennstoffwirkungsgrad BMK in (-)
$p_{v,BHKW1}(t)$…sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BHKW1 in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)
$p_{v,BHKW2}(t)$…sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BHKW2 in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)
$p_{v,BMK}(t)$… sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BMK in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)
$p_e(t)$….Strompreis zum Zeitpunkt (t) in ct/kWh
$P_{r,BHKW1}(t)$…Verhältnis elektrische Leistung/Wärmeleistung BHKW1 in (-)
$P_{r,BHKW2}(t)$…Verhältnis elektrische Leistung/Wärmeleistung BHKW2 in (-)
$P_{th,BHKW1}(t)$…Thermische Leistung aus BHKW1 in kW
$P_{th,BHKW2}(t)$…Thermische Leistung aus BHKW2 in kW
$P_{th,BMK}(t)$…thermische Leistung aus BMK in kW
$\cdot \Delta t$ Stunden pro Zeitschritt (bei 15 min Auflösung 0,25)
$switch_ein_{BHKW1}(t), switch_ein_{BHKW2}(t), switch_ein_{BMK}(t)$ … Einschalten (Boolean – 0…Keine Einschaltvorgang, 1 …. Einschaltvorgang)
$C_{start,BHKW1}$, $C_{start,BHKW2}$, $C_{start,BMK}$…Kaltstartkosten der Einheiten

Angaben:

$p_{f,BHKW}(t)$ = Eingabe als Skalar
$p_{f,BMK}(t)$= Eingabe als Skalar
$\eta_{th,BHKW1}(t) = 0{,}714831882 + (-0{,}001136214) \cdot P_{therm,BHKW1}(t)$ – als Vereinfachung: 45%
$\eta_{th,BHKW2}(t) = 0{,}654721712 + (-0{,}001399294) \cdot P_{therm,BHKW2}(t)$ als Vereinfachung: 50%
$\eta_{th,BMK}(t)$…0,85
$p_{v,BHKW1}(t)$… 0,6 €/15min

$p_{v,BHKW2}(t)$…0,79 €/15min
$p_{v,BMK}(t)$… 0?
$p_e(t)$…. https://www.exaa.at/de/marktdaten/handelsergebnisse/GreyPower-AT
$P_{r,BHKW1}(t) = -0{,}004732254 + 0{,}0037741197 \cdot P_{th,BHKW1}(t)$ vereinfacht: 0,8· $P_{th,BHKW1}(t)$
$P_{r,BHKW2}(t) = 0{,}208714429 + 0{,}004745347 \cdot P_{th,BHKW2}(t)$ vereinfacht: 0,75· $P_{th,BHKW2}(t)$
$P_{th,BHKW1}(t)$…zu optimierende Größe
$P_{th,BHKW2}(t)$…zu optimierende Größe
$P_{th,BMK}(t)$… nicht zu optimierende Größe
$C_{start,BHKW1}$, $C_{start,BHKW2}$, $C_{start,BMK}$…

Nebenbedingungen:

Leistungsbegrenzung

$P_{th,BHKW1}(t) \leq ein_aus_bhkw1(t) \cdot P_{max,BHKW1}$
$P_{th,BHKW1}(t) \geq ein_aus_bhkw1(t) \cdot P_{min,BHKW1}$
$P_{th,BHKW2}(t) \leq ein_aus_bhkw2(t) \cdot P_{max,BHKW2}$
$P_{th,BHKW2}(t) \geq ein_aus_bhkw2(t) \cdot P_{min,BHKW2}$

$P_{th,BMK}(t) \leq ein_aus_BMK(t) \cdot P_{max,BMK}$
$P_{th,BMK}(t) \geq ein_aus_BMK(t) \cdot P_{min,BMK}$
Mit…

$ein_aus_*(t)$ = Boolesche Variable (0 = aus, 1 = ein)

Angaben:

$P_{max,BHKW1} = 225\ kW$
$P_{max,BHKW2} = 124{,}83\ kW$
$P_{max,BMK} = 800\ kW$
$P_{min,BHKW1} = 90\ kW$
$P_{min,BHKW2} = 49{,}932\ kW$
$P_{min,BMK} = noch\ zu\ ermitteln$ .. 5 kW? Anhand der Daten würde ich hier tatsächlich die 5 kW nehmen.

Deckung des Wärmebedarfs

$P_{ges}(t) = P_{th,BHKW1}(t) + P_{th,BHKW2}(t) + P_{th,BMK}(t) - P_{th,sp}(t)$…Deckung des Wärmebedarfs

Mit…

$P_{ges}(t)$ …Wärmebedarf im Wärmenetz gesamt in kW lt. Prognose
$P_{th,sp}(t)$…Entnahme (-) bzw. Beladung (+) des Speichers in kW

Angabe

$P_{ges}(t)$…aus Prognosemodell

Leistungsgradient – Regel = Optimierung

$P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1,init} \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t = 1$

$$-\left(P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1,init}\right) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max} \quad |t = 1$$
$$P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1}(t-1) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t > 1$$
$$-\left(P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t > 1$$
$$P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2,init} \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t = 1$$
$$-\left(P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2,init}\right) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max} \quad |t = 1$$
$$P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2}(t-1) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t > 1$$
$$-\left(P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t > 1$$
$$P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK,init} \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t = 1$$
$$-\left(P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK,init}\right) \leq \Delta P_{th,BMK,max} \quad |t = 1$$
$$P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK}(t-1) \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t > 1$$
$$-\left(P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t > 1$$

Mit…

$\Delta P_{th,BHKW1,max}, \Delta P_{th,BHKW2,max}, \Delta Pth,_{BMK,max}$…thermische Leistungsgradienten der Wärmeerzeuger
$\Delta Pth,_{BMK,max}$ = 110 kW (pro 15 min) etwas konservativ angesetzt, entspricht in etwa dem Wert der 75% Percentile, wobei in der Messung Fehlwerte enthalten sind (z.B. Werte > Nennleistung)
$\Delta P_{th,BHKW1,max} = 128\ kW$, $\Delta P_{th,BHKW2,\max} = 73\ kW je\ 15\ min$
$\Delta P_{BHKW1,init}, \Delta P_{BHKW2,init}, \Delta P_{BMK,init}$…Initialwert der Leistungen der Wärmeerzeuger

Mindestlaufzeit / Mindeststillstandszeit – Optimierung

1) $switch_{BHKW1}(t) = ein_{aus_{BHKW1}}(t) \mid t = 0$
2) $switch_{BHKW1}(t) = ein_{aus_{BHKW1}}(t) - ein_{aus_{BHKW1}}(t-1) \mid t = 0$
3) $0 \leq switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_ein_{BHKW1}(t)$
4) $M_1 - 1 = switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_ein_{BHKW1}(t)$
5) $0 \leq switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_aus_{BHKW1}(t)$
6) $M_1 - 1 = switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_aus_{BHKW1}(t)$

Mit $M1 = 10$

Mindestlaufzeit

$$\sum_{i=t}^{\min(t+MLZ-1,T)} ein_aus_{BHKW1}(i) \geq switch_ein_{BHKW1}(t) \cdot \min\left(MLZ_{BHKW1} - 1, T - t\right)$$

Mindeststillstandszeit

$$\sum_{i=t}^{\min(t+MSZ-1,T)} 1 - ein_aus_{BHKW1}(i) \geq switch_ein_{BHKW1}(t) \cdot \min\left(MSZ_{BHKW1} - 1, T - t\right)$$

Mit…

$switch_{BHKW1}(t)$ Variable, die Schalthandlungen festlegt - (1 …. Einschalten, 0 gleichbleiben, -1 ausschalten)

$switch_ein_{BHKW1}(t)$ Einschalten (Boolean – 0…Kein Einschaltvorgang, 1 …. Einschaltvorgang)
$switch_aus_{BHKW1}(t)$ Ausschalten (Boolean – 0…Kein Ausschaltvorgang, 1 …. Ausschaltvorgang)
T…Anzahl Zeitschritte (bei 36 h Optimierung 144 Zeitschritte)
MLZ …. Mindestlaufzeit (Zeitschritte) .. TBD (BHKWs: 30 min), BMK 2 Tage
MSZ … Mindeststillstandszeit (Zeitschritte) .. TBD (BHKWs: 30 min) BMK 2 Tage

ANALOG BHKW2 und BMK

Speicherinhalt

Energiebilanz Speicher

$S(t) = S_{init} - (P_{th,st}(t)) \quad |t = 1$

$S(t) = S(t-1) - (P_{th,st}(t) + P_{V,sp}(t)) \quad |t > 1$

Speicherverlust

$P_{V,sp}(t) = A_{sp} \cdot U_{sp} \cdot (T_s(t) - T_{amb,s})$

Speichergrenzen

$T_{\mathrm{s,min}}(t) \leq T_s(t) \leq T_{s,max}$

$T_{s,min}(t), T_{s,max}$…minimale bzw. maximale Speichertemperatur (min abhängig von der notwendigen Vorlauftemperatur

$T_{s,min}(t) = \max(70°, Per_{Heiz} \cdot (\min(85°, 78{,}33 + T_{out,m}(t) \cdot (-0{,}4166667)), Per_{Kühl} \cdot (85°)))$

$T_{s,max}(t)$=90°

Energieinhalt Speicher aus Temperatur

$S(t) = (T_s(t) - T_{s,min}(t)) \cdot m_S \cdot \frac{cp_w}{3600}$ ….. Definition Speicherinhalt abhängig von der minimalen Speichertemperatur

Mit…

$T_s(t)$ …. aktuelle mittlere Speichertemperatur
cp_w…spezifische Wärmekapazität von Wasser (4,182 kJ/kgK)
$T_{out,m}(t)$…mittlere Tagestemperatur (aus Wetterdatensatz)
$T_{amb,s}$…Umgebungstemperatur im Speicherraum
$P_{V,sp}(t)$… Verlustleistung Speicher in kW
$T_{\mathrm{s,min}}(t)$…minimale Speichertemperatur abhängig von Heizkurve
$T_{s,max}$… maximale Speichertemperatur
A_{sp}… Speicheroberfläche in m² - 28,2 m² aktualisieren mit Werten von Seidl
U_{sp}… U-Wert Speicher in W/m²K - 0,15 W/m²K aktualisieren mit Werten von Seidl
$S(t)$…Speicherinhalt in kWh
S_{init}… initialer Speicherinhalt in kWh
Per_{Heiz}= 1 während Heizperiode (mit Datum festlegen) 0, in Kühlperiode
$Per_{Kühl}$=1 in Kühlperiode, 0 in Heizperiode

Wartungsfahrpläne – Optimierung

$ein_aus_bhkw1(t) + wartung_bhkw1(t) \leq 1$

$wartung_bhkw1(t)$ … Entscheidungsvariable für Wartung (1= Wartung in diesem Intervall)

9.6 Lineares Optimierungsmodell für den stromgeführten Betrieb der Wärmeerzeugung für das Wärmenetz

Autor: **Markus Puchegger**

Firma: **Forschung Burgenland GmbH**

Optimierung Wärmenetz

Ziel: Minimiere Kosten im wärmegeführten Betrieb (nach Ablauf Tarifförderung)

Zielfunktion:

$$min \sum_{t=0}^{35040} C_{heat,BHKW1}(t) + C_{heat,BHKW2}(t) + C_{heat,BMK}(t)$$

Mit Vereinfachung für Pr, BHKW

$$C_{heat,BHKW1}(t) = \left(\frac{p_{f,BHKW}(t)}{\eta_{th,BHKW1}(t)}\right) \cdot P_{th,BHKW1}(t) + p_{v,BHKW1}(t) \cdot ein_{aus_{bhkw1(t)}} - ein_{aus_{bhkw1(t)}} \cdot p_e(t) \cdot P_{r,BHKW1} \cdot P_{th,BHKW1}(t)$$

$$C_{heat,BHKW2}(t) = \left(\frac{p_{f,BHKW}(t)}{\eta_{th,BHKW2}(t)}\right) \cdot P_{th,BHKW2}(t) + p_{v,BHKW2}(t) \cdot ein_{aus_{bhkw2(t)}} - ein_{aus_{bhkw2(t)}} \cdot p_e(t) \cdot P_{r,BHKW2} \cdot P_{th,BHKW2}(t)$$

$$C_{heat,BMK}(t) = \left(\frac{p_{f,BMK}(t)}{\eta_{th,BMK}(t)}\right) \cdot P_{th,BMK}(t) + p_{v,BMK}(t) \cdot ein_aus_bmk(t) + switch_ein_{BMK}(t) \cdot C_{start,BMK}$$

mit…

$C_{heat,BHKW1}(t)$…. Kosten der Wärmeerzeugung BHKW1 in ct/kWh
$C_{heat,BHKW2}(t)$…. Kosten der Wärmeerzeugung BHKW2 in ct/kWh
$p_{f,BHKW}(t)$…Kosten Biogas in ct/kWh Br
$p_{f,BMK}(t)$… Kosten Biomasse in ct/kWh Br
$\eta_{th,BHKW1}(t)$… Wärmebezogener Brennstoffwirkungsgrad BHKW1 in (-)
$\eta_{th,BHKW2}(t)$… Wärmebezogener Brennstoffwirkungsgrad BHKW2 in (-)
$\eta_{th,BMK}(t)$…Brennstoffwirkungsgrad BMK in (-)
$p_{v,BHKW1}(t)$…sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BHKW1 in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)

$p_{v,BHKW2}(t)$…sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BHKW2 in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)
$p_{v,BMK}(t)$… sonstige variable (wärmebezogene Kosten) BMK in ct/kWh (inkl. CO2 Kosten)
$p_e(t)$….Strompreis zum Zeitpunkt (t) in ct/kWh
$P_{r,BHKW1}(t)$…Verhältnis elektrische Leistung/Wärmeleistung BHKW1 in (-)
$P_{r,BHKW2}(t)$…Verhältnis elektrische Leistung/Wärmeleistung BHKW2 in (-)
$P_{th,BHKW1}(t)$…Thermische Leistung aus BHKW1 in kW
$P_{th,BHKW2}(t)$…Thermische Leistung aus BHKW2 in kW
$P_{th,BMK}(t)$…thermische Leistung aus BMK in kW
$\cdot \Delta t$ Stunden pro Zeitschritt (bei 15 min Auflösung 0,25)
$switch_ein_{BHKW1}(t), switch_ein_{BHKW2}(t), switch_ein_{BMK}(t)$ … Einschalten (Boolean – 0…Keine Einschaltvorgang, 1 …. Einschaltvorgang)
$C_{start,BHKW1}$, $C_{start,BHKW2}$, $C_{start,BMK}$…Kaltstartkosten der Einheiten

Angaben:

$p_{f,BHKW}(t)$ = Eingabe als Skalar
$p_{f,BMK}(t)$= Eingabe als Skalar
$\eta_{th,BHKW1}(t) = 0{,}714831882 + (-0{,}001136214) \cdot P_{therm,BHKW1}(t)$ – als Vereinfachung: 45%
$\eta_{th,BHKW2}(t) = 0{,}654721712 + (-0{,}001399294) \cdot P_{therm,BHKW2}(t)$ als Vereinfachung: 50%
$\eta_{th,BMK}(t)$…0,85
$p_{v,BHKW1}(t)$… 0,6 €/15min
$p_{v,BHKW2}(t)$…0,79 €/15min
$p_{v,BMK}(t)$… 0?
$p_e(t)$…. https://www.exaa.at/de/marktdaten/handelsergebnisse/GreyPower-AT
$P_{r,BHKW1}(t) = -0{,}004732254 + 0{,}0037741197 \cdot P_{th,BHKW1}(t)$ vereinfacht: 0,8· $P_{th,BHKW1}(t)$
$P_{r,BHKW2}(t) = 0{,}208714429 + 0{,}004745347 \cdot P_{th,BHKW2}(t)$ vereinfacht: 0,75· $P_{th,BHKW2}(t)$
$P_{th,BHKW1}(t)$…zu optimierende Größe
$P_{th,BHKW2}(t)$…zu optimierende Größe
$P_{th,BMK}(t)$… nicht zu optimierende Größe
$C_{start,BHKW1}$, $C_{start,BHKW2}$, $C_{start,BMK}$…

Nebenbedingungen:

Leistungsbegrenzung

$P_{th,BHKW1}(t) \leq ein_aus_bhkw1(t) \cdot P_{max,BHKW1}$
$P_{th,BHKW1}(t) \geq ein_aus_bhkw1(t) \cdot P_{min,BHKW1}$
$P_{th,BHKW2}(t) \leq ein_aus_bhkw2(t) \cdot P_{max,BHKW2}$
$P_{th,BHKW2}(t) \geq ein_aus_bhkw2(t) \cdot P_{min,BHKW2}$

$P_{th,BMK}(t) \leq ein_aus_BMK(t) \cdot P_{max,BMK}$
$P_{th,BMK}(t) \geq ein_aus_BMK(t) \cdot P_{min,BMK}$
Mit…

$ein_aus_*(t)$ = Boolesche Variable (0 = aus, 1 = ein)

Angaben:

$P_{max,BHKW1} = 225\ kW$
$P_{max,BHKW2} = 124{,}83\ kW$
$P_{max,BMK} = 800\ kW$
$P_{min,BHKW1} = 90\ kW$
$P_{min,BHKW2} = 49{,}932\ kW$
$P_{min,BMK} = noch\ zu\ ermitteln$ .. 5 kW? Anhand der Daten würde ich hier tatsächlich die 5 kW nehmen.

Deckung des Wärmebedarfs
$P_{ges}(t) \leq P_{th,BHKW1}(t) + P_{th,BHKW2}(t) + P_{th,BMK}(t) - P_{th,sp}(t)$…Deckung des Wärmebedarfs

Mit…

$P_{ges}(t)$ …Wärmebedarf im Wärmenetz gesamt in kW lt. Prognose
$P_{th,sp}(t)$…Entnahme (-) bzw. Beladung (+) des Speichers in kW

Angabe

$P_{ges}(t)$…aus Prognosemodell

Leistungsgradient – Regel = Optimierung

$P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1,init} \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t = 1$
$-\left(P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1,init}\right) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max} \quad |t = 1$
$P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1}(t-1) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t > 1$
$-\left(P_{th,BHKW1}(t) - P_{th,BHKW1}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BHKW1,max}, \quad |t > 1$
$P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2,init} \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t = 1$
$-\left(P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2,init}\right) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max} \quad |t = 1$
$P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2}(t-1) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t > 1$
$-\left(P_{th,BHKW2}(t) - P_{th,BHKW2}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BHKW2,max}, \quad |t > 1$
$P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK,init} \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t = 1$
$-\left(P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK,init}\right) \leq \Delta P_{th,BMK,max} \quad |t = 1$
$P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK}(t-1) \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t > 1$
$-\left(P_{th,BMK}(t) - P_{th,BMK}(t-1)\right) \leq \Delta P_{th,BMK,max}, \quad |t > 1$

Mit…

$\Delta P_{th,BHKW1,max}, \Delta P_{th,BHKW2,max}, \Delta Pth_{,BMK,max}$…thermische Leistungsgradienten der Wärmeerzeuger
$\Delta Pth_{,BMK,max}$ = 110 kW (pro 15 min) entspricht in etwa dem Wert der 75% Percentile, wobei in der Messung offensichtlich Fehlwerte enthalten sind (z.B. Werte > Nennleistung)

$\Delta P_{th,BHKW1,max} = 128\ kW$, $\Delta P_{th,BHKW2,\max} = 73\ kW je\ 15\ min$
$\Delta P_{BHKW1,init}, \Delta P_{BHKW2,init}, \Delta P_{BMK,init}$...Initialwert der Leistungen der Wärmeerzeuger

Mindestlaufzeit / Mindeststillstandszeit – Optimierung

1) $switch_{BHKW1}(t) = ein_{aus_{BHKW1}}(t) \mid t = 0$
2) $switch_{BHKW1}(t) = ein_{aus_{BHKW1}}(t) - ein_{aus_{BHKW1}}(t-1) \mid t = 0$
3) $0 \leq switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_ein_{BHKW1}(t)$
4) $M_1 - 1 = switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_ein_{BHKW1}(t)$
5) $0 \leq switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_aus_{BHKW1}(t)$
6) $M_1 - 1 = switch_{BHKW1}(t) + M_1 \cdot switch_aus_{BHKW1}(t)$

Mit $M1 = 10$

Mindestlaufzeit

$$\sum_{i=t}^{\min(t+MLZ-1,T)} ein_aus_{BHKW1}(i) \geq switch_ein_{BHKW1}(t) \cdot \min(MLZ_{BHKW1} - 1, T - t)$$

Mindeststillstandszeit

$$\sum_{i=t}^{\min(t+MSZ-1,T)} 1 - ein_aus_{BHKW1}(i) \geq switch_ein_{BHKW1}(t) \cdot \min(MSZ_{BHKW1} - 1, T - t)$$

Mit...

$switch_{BHKW1}(t)$ Variable, die Schalthandlungen festlegt - (1 …. Einschalten, 0 gleichbleiben, -1 ausschalten)
$switch_ein_{BHKW1}(t)$ Einschalten (Boolean – 0…Kein Einschaltvorgang, 1 …. Einschaltvorgang)
$switch_aus_{BHKW1}(t)$ Ausschalten (Boolean – 0…Kein Ausschaltvorgang, 1 …. Ausschaltvorgang)
T…Anzahl Zeitschritte (bei 36 h Optimierung 144 Zeitschritte)
MLZ …. Mindestlaufzeit (Zeitschritte) .. TBD (BHKWs: 30 min), BMK 2 Tage
MSZ … Mindeststillstandszeit (Zeitschritte) .. TBD (BHKWs: 30 min) BMK 2 Tage

ANALOG BHKW2 und BMK

Speicherinhalt

Energiebilanz Speicher

$S(t) = S_{init} - (P_{th,st}(t)) \quad |t = 1$
$S(t) = S(t-1) - (P_{th,st}(t) + P_{V,sp}(t)) \quad |t > 1$

Speicherverlust

$P_{V,sp}(t) = A_{sp} \cdot U_{sp} \cdot (T_s(t) - T_{amb,s})$

Speichergrenzen

$T_{s,\min}(t) \leq T_s(t) \leq T_{s,max}$
$T_{s,min}(t), T_{s,max}$...minimale bzw. maximale Speichertemperatur (min abhängig von der notwendigen Vorlauftemperatur
$T_{s,min}(t) = \max(70°, Per_{Heiz} \cdot (\min(85°, 78{,}33 + T_{out,m}(t) \cdot (-0{,}4166667)), Per_{Kühl} \cdot (85°)))$
$T_{s,max}(t)$=90°

Energieinhalt Speicher aus Temperatur
$S(t) = (T_s(t) - T_{s,min}(t)) \cdot m_S \cdot \frac{cp_w}{3600}$ ..... Definition Speicherinhalt abhängig von der minimalen Speichertemperatur
Mit...

$T_s(t)$ .... aktuelle mittlere Speichertemperatur
cp_w...spezifische Wärmekapazität von Wasser (4,182 kJ/kgK)
$T_{out,m}(t)$...mittlere Tagestemperatur (aus Wetterdatensatz)
$T_{amb,s}$...Umgebungstemperatur im Speicherraum
$P_{V,sp}(t)$... Verlustleistung Speicher in kW
$T_{s,\min}(t)$...minimale Speichertemperatur abhängig von Heizkurve
$T_{s,max}$... maximale Speichertemperatur
A_{sp}... Speicheroberfläche in m² - 28,2 m² aktualisieren mit Werten von Seidl
U_{sp}... U-Wert Speicher in W/m²K - 0,15 W/m²K aktualisieren mit Werten von Seidl
$S(t)$...Speicherinhalt in kWh
S_{init}... initialer Speicherinhalt in kWh
Per_{Heiz}= 1 während Heizperiode (mit Datum festlegen) 0, in Kühlperiode
$Per_{Kühl}$=1 in Kühlperiode, 0 in Heizperiode

Wartungsfahrpläne – Optimierung
$ein_aus_bhkw1(t) + wartung_bhkw1(t) \leq 1$

$wartung_bhkw1(t)$ ... Entscheidungsvariable für Wartung (1= Wartung in diesem Intervall)

9.7 Neuronales NARX-Modell zur Wärmelastprognose im Nahwärmenetz

Autoren: **Gernot Steindl, Christian Pfeiffer, Markus Puchegger**

Firma: **Forschung Burgenland GmbH**

Für die Vorhersage wird ein sog. NARX-Model eingesetzt, das einen nicht-linearen Zusammenhang zwischen vergangenen Eingängen, vergangenen Ausgängen und dem prädizierten Ausgang herstellt.

$$y(t) = f\{y(t-1), \dots y(t-n_y), u(t-1) \dots u(t-n_u)\} + e(t) \qquad (1)$$

In Gleichung (1) steht $u(t)$ und $y(t)$ für die Ein- bzw. Ausgangswerte des Modelles zum Zeitpunkt t. n_y und n_u bestimmen die Ordnung des dynamischen Modells ($n_u \geq 0$, $n_y \geq 1$).

Die Funktion f beschreibt die nichtlineare Funktion, die durch ein neuronales Netz approximiert wird. Zum Einsatz kommt dabei ein vorwärts gerichtetes, vollständig verbundenes Perzeptron mit einer Eingangsschicht, einer Ausgangsschicht und einem Hidden-Layer. Als Aktivierungsfunktion der

Neuronen kommt in der Eingangs- und der Zwischenschicht die Rectified Linear Unit (ReLu) Funktion, wie sie in Gleichung (2) beschrieben, zum Einsatz:

$$f(t) = \max(0, x) \tag{2}$$

Die Ausgangsschicht verwendet die Sigmoidfunktion als Aktivierungsfunktion.

Die Anpassung der Gewichte der einzelnen Neuronen erfolgt mittels Adam-Optimierungsalgorithmus (Kingma 2015). Die Ausgangsschicht des KNN liefert die Stundenwerte der Wärmelastprognose für die nächsten 24 Stunden, durch eine Multi-step-Ahead-Prädiktion.

Die Validierung des Prognosemodells erfolgt mit realen Messdaten eines Nahwärmenetzes. Die Messdaten werden hierzu zufällig in ein Trainingsset und ein Validierungsset unterteilt. Zur Messung der Performanz des Prognosemodells werden der von Willmott (2005) empfohlene mittlere absolute Fehler (MAE), der mittlere prozentuelle Fehler (MAPE) sowie das Bestimmtheitsmaß R^2 herangezogen. Diese sind wie folgt definiert:

$$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|\hat{y}_i - y_i| \tag{3}$$

$$MAPE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{\hat{y}_i - y_i}{y_i}\right| \tag{4}$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2} \tag{5}$$

In den Gleichungen (3), (4) und (5) ist $\hat{y}_i$ die prädizierte Wärmeleistung, y_i die tatsächlich gemessene Leistung und $\bar{y}$ der Mittelwert der gemessenen Wärmeleistung. n bezeichnet die Anzahl der prädizierten Wärmeleistungen.

9.7.1 Ergebnisse

Für die Validierung des Prognosemodells wurden Messdaten aus einem Nahwärmenetz mit einer Gesamtlänge von 1.860 m herangezogen. Die Topologie des Wärmenetzes ist Sternförmig und wird von einem zentralen Punkt mit Wärme versorgt. Als Wärmeerzeuger kommt ein BHKW (Blockheizkraftwerk) mit einer thermischen Nennleistung von 400 kW zum Einsatz. Zur Abdeckung der Spitzenlasten wird ein Biomassekessel mit 880 kW Nennleistung zugeschalten.

Im Wärmenetz werden Systemtemperaturen von 90 °C im Vorlauf und 60 °C im Rücklauf gefahren. Die Wärme wird zur Heizung und Warmwassererzeugung in den Gebäuden verwendet. Hierbei handelt es sich ausschließlich um Bürogebäude, sowie Industrie und Gewerbe.

Nachfolgende sollen die Ergebnisse der Datenanalyse, die daraus abgeleitete NARX-Modellstruktur sowie die Ergebnisse der Modellevaluierung dargelegt werden.

9.7.2 Datenanalyse

Um die wesentlichen Eingangsgrößen des Modells zu identifizieren und relevanten Parameter zu bestimmen wird eine Datenanalyse durchgeführt.

Abb. 1 zeigt den durchschnittlichen Wärmeleistungsbedarf im Nahwärmenetz für die Messperiode von einem Jahr. Wie zu erwarten ist die Wärmeabnahme im Sommer sehr gering. Im Winter liegt die maximale Leistung bei ca. 790 kW. Im Jahresschnitt ergibt sich lediglich eine durchschnittliche Wärmeleistung von ca. 220 kW.

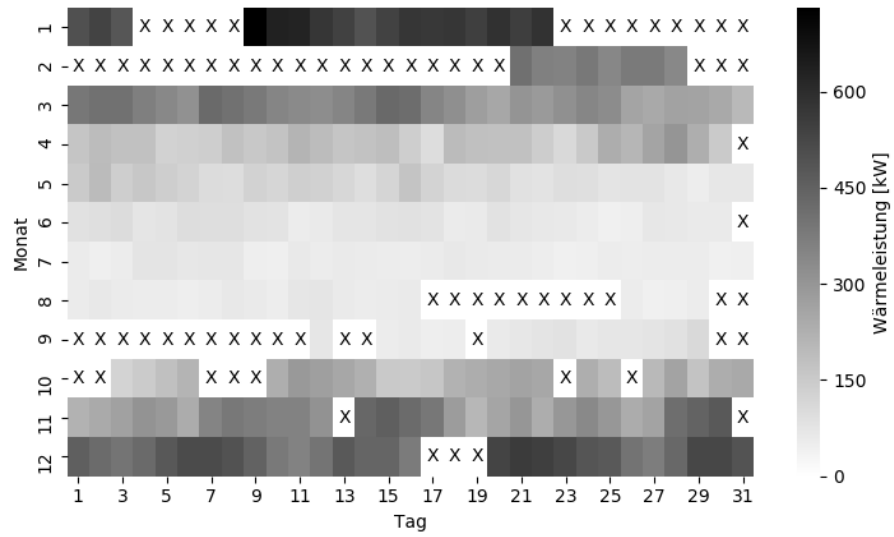


Abb. 1: Verteilung der Wärmelast über ein Jahr

Der Wärmebedarf wurde über ein Jahr gemessen. Aufgrund des verwendeten Messsystems und den damit verbunden Übertragungsverzögerungen sowie Änderung von Parametern während der Messung ergibt sich eine Zeitreihe mit variierenden Abtastzeiten. Diese variieren zwischen 5 bis 15 Minuten. Für die weitere Analyse wurde die Zeitreihe auf eine konstante Abtastzeit von 15 Minuten, durch lineare Interpolation transformiert. Die Wetterdaten für den Standort des Nahwärmenetzes sind nur in einer Auflösung von einer Stunde vorhanden. Die Auflösung der Prognose ist somit auf Stundenwerte limitiert. Die Messreihe der Wärmeleistung des Wärmenetzes wurde daher ebenfalls auf Stundenmittelwerte angepasst. Diese Zeitreihe mit äquidistanten Abtastzeitpunkten wurde in weiterer Folge zum Modelltraining und zur Validierung herangezogen.

Auf Grund von längeren Ausfällen des Messsystems, fehlen Messdaten im Jahresverlauf. Diese sind in Abb. 1 durch ein „X" dargestellt. Die Ursache für den Ausfall des Messsystems konnte nicht identifiziert werden. Die fehlenden Zeitbereiche wurden aus den Trainingsdaten entfernt.

9.7.3 Modellstruktur

Die NARX-Struktur zeichnet sich durch externe Eingangsgrößen sowie einer Rückkopplung der Ausgangsgröße aus. Einen wesentlichen Einfluss auf den Wärmebedarf im Netz hat vor allem die Außentemperatur. Abb. 2 zeigt die Abhängigkeit der abgegebenen Wärmeleistung ins Netz in Bezug auf die Außentemperatur. Es lässt sich ein annähernd linearer Zusammenhang erkennen. Dies ist vor allem bei der Bildung der Kreuzkorrelation ersichtlich. Ebenfalls zu erkennen in Abb. 2 ist ein Maximum der Korrelation bei einer Zeitverschiebung von 3 Stunden. Diese Zeitverzögerung beschreibt im Wesentlichen die thermische Trägheit der angeschlossenen Gebäudetypologie.

Für Modellstruktur bedeutet das, dass auch zeitverzögerte Temperaturwerte von bis zu 3 Stunden, als externe Einflussgrößen berücksichtigt werden. Der neuerliche Anstieg der Autokorrelationskoeffizienten in Abb. 2, bei einer Zeitverschiebung in Richtung 24 Stunden ist durch den natürlichen Tag-Nacht-Rhythmus zu erklären.

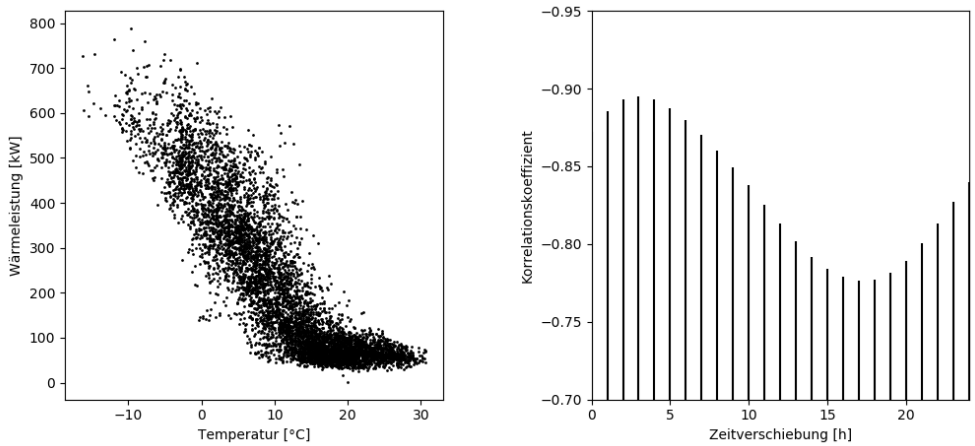


Abb. 2: Kreuzkorrelation zwischen Außentemperatur und Wärmebedarf

Zur Bestimmung der Zeitverzögerung der Rückkoppllung des NARX-Modells wird die Autokorrelationsfunktion der Wärmeleistung gebildet. Abb. 3 zeigt das Ergebnis, wobei sich bis zu einer Zeitverzögerung von 3 Stunden eine Korrelation von über 98 % ergibt. Daher werden diese Werte im Prognosemodell berücksichtigt. Wie auch bei der Kreuzkorrelation zwischen Außentempteratur und Wärmeleistung ist der 24-Stunden Rhythmus in der Autokorrelationsfunktion zu erkennen.

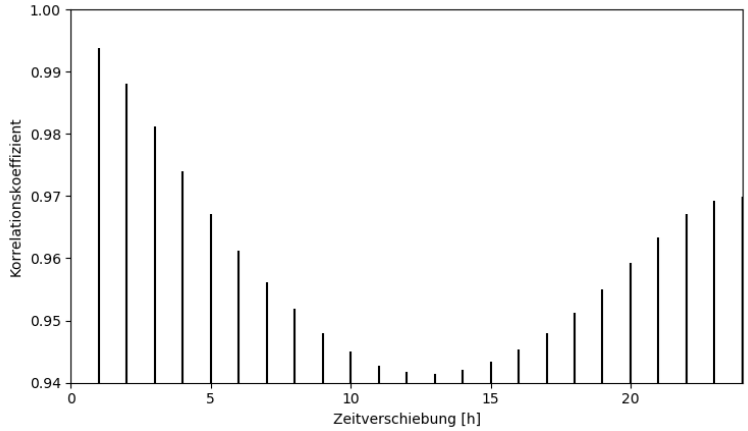


Abb. 3: Autokorrelationsfunktion des Wärmebedarfs im Wärmenetz

Der Einfluss des Wochentages auf die Wärmeleistung ist in Abb. 4 dargestellt. Auch wenn dieser Effekt auf absolute Werte hin relativ gering ausfällt, ist er einer Varianzanalyse zufolge dennoch hochsignifikant ($F = 5.72$, $p < 0.01$). Die Berücksichtigung der Wochentage als externe Einflussgröße im Modell führt demnach zu einer Verbesserung der Prognoseergebnisse.

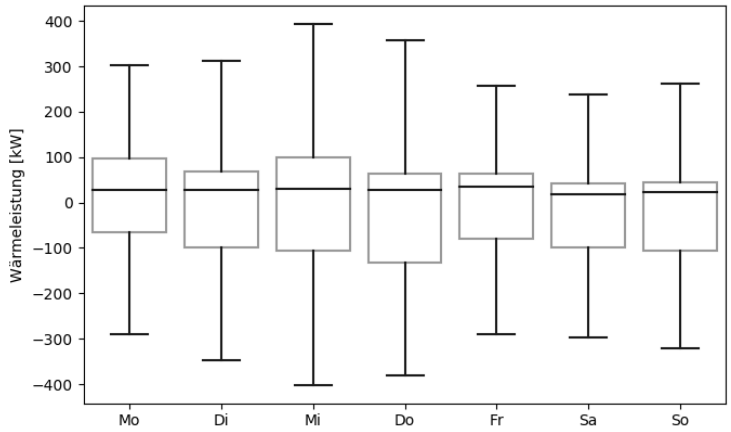


Abb. 4: Durchschnittliche Wärmeleistung pro Wochentag zwischen März und April

Eine saisonale Abhängigkeit der Wärmeleistung ist bereits in Abb. 1 zu erkennen. Um diese im Modell zu berücksichtigen, wird ein gleitender Mittelwert der Außentemperatur über die letzten 12 Stunden gebildet und als weitere Eingangsgröße im Modell berücksichtigt. Daraus lässt sich eine vereinfachte Modellstruktur wie in Abb.5 dargestellt ableiten.

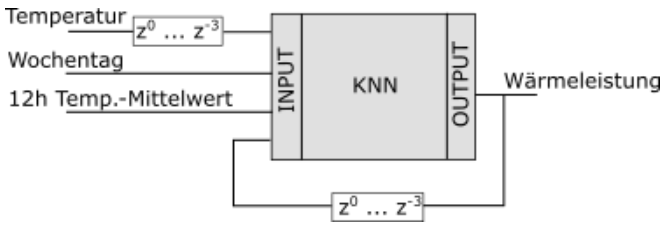


Abb. 5: Vereinfachte Modellstruktur

9.7.4 Modellevaluierung

Nachfolgend sollen die Prognoseergebnisse des zuvor beschriebenen Modells evaluiert werden. Wie die Abb. 6 zeigt, hat eine Ausdehnung des Prädiktionshorizonts zunächst einen kontinuierlich ansteigenden MAPE zur Folge. Während bei gegebenem Modell im Rahmen der Vorhersage für die folgende Stunde ein MAPE von ca. 10 % vorliegt, beträgt jener einer 12-Stunden-Prognose kanpp unter 16%. Bei Betrachtung fernerer Vorhersagezeiträume von 12 bis zu 24 Stunden verhalten sich die Modelle hinsichtlich MAPE relativ stabil, wenngleich sogar vergleichsweise geringere durchschnittliche Absolutfehler in den Vorhersagehorizonten von 19 bis 23 Stunden zu messen sind. Grund für den konstanten Fehler ist, dass bei längeren Prognosehorizonten alleine die externen Eingangsparameter wie Außentemperatur, Wochentag und 12-h Mittelwerttemperatur zur Prognose herangezogen werden. Der aktuelle Wärmenetzzustand und dessen Dynamik werden hier nicht mehr berücksichtigt.

Die angeführten Tendenzen spiegeln sich auch in der Modellgüte wider. Erwartungsgemäß ist die höchste Modellgüte bei der Vorhersage der folgenden Stunden zu erzielen (R^2 = 0.98). Durch die Ausdehnung des Prädiktionshorizontes fällt diese kontinuierlich ab, bis im Vorhersagezeitraum von 12 bis 24 Stunden im Mittel eine Güte von 0.93 vorliegt.

Bei Betrachtung der absoluten Vorhersagefehler für bestimmte Prädiktionshorizonte erkennt man, dass die Interquartilsabstände der Modellfehler im Mittel einen relativ schmalen Bereich von 25 kW aufspannen. Bei Ausdehnung des Prädiktionshorizontes ist die Streuung der Abweichungen in marginalem Ausmaß höher. Der relative Fehler ist hier aufgrund der geringen Größe des Nahwärmenetzes und des damit verbunden geringen Leistungsbedarfs größer.

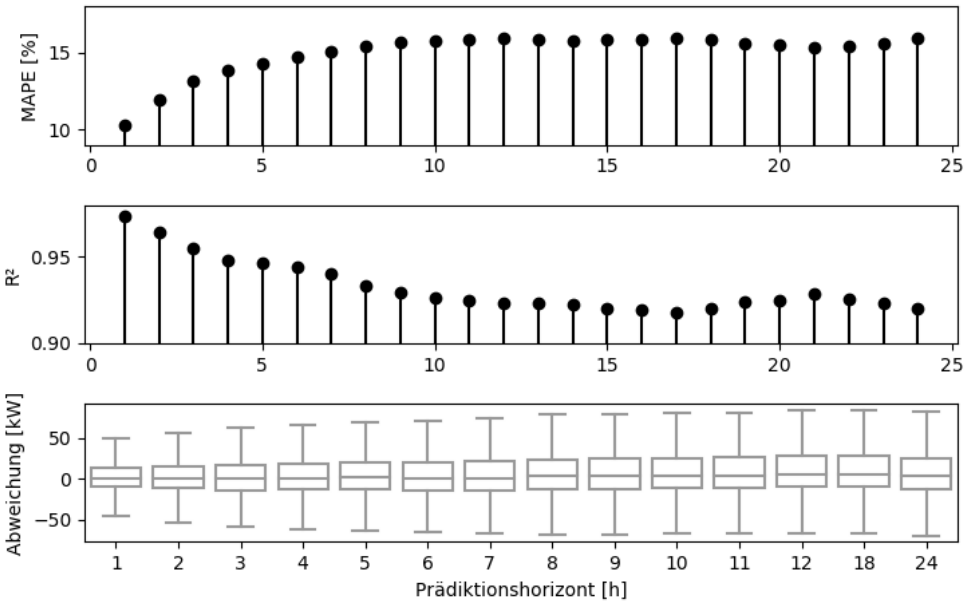


Abb. 6: Vergleich der Prognoseabweichungen verschiedener Prädiktionshorizonte

Für die nachfolgenden Analysen werden die 2-Stunden- und 24-Stunden-Prognosen herangezogen. Die 24-Stunden-Prognose ist auf Grund der Sektorenkopplung mit dem Stromnetz und dem damit verbundnen Day-Ahead-Handel am EPEX-Spot von Bedeutung.

Abb. 7 zeigt Auszüge des Wärmebedarfs im Rahmen von 4-Tages-Perioden im Winter sowie im Sommer. Dabei wird die Wärmeleistung für Werktage (Sonntag 22:00 Uhr bis Donnerstag 22:00 Uhr) anhand der Winter-Periode sowie mit Berücksichtigung des Wochenendes anhand der Sommer-Periode (Freitag 22:00 Uhr bis Dienstag 22:00 Uhr) samt Prognosen für 2-Stunden- und 24-Stunden-Zeithorizonte dargestellt.

In der dargestellten Winter-Periode erreicht der Wärmebedarf im gegenständlichen Netz täglich gegen 10:00 Uhr seine Spitzen mit über 500 kW, während im Zeitrahmen zwischen 18:00 und 22:00 Uhr Täler mit rund 300 kW festzustellen sind. An Werktagen verhält sich die 2-Stunden-Prognose in ihrer Amplitude adäquat, während die 24-Stunden-Prognose gewisse Ausschläge deutlich verfehlt. Zudem sind kurzfristige Schwankungen auf Stundenbasis in beiden Modellen nicht darstellbar.

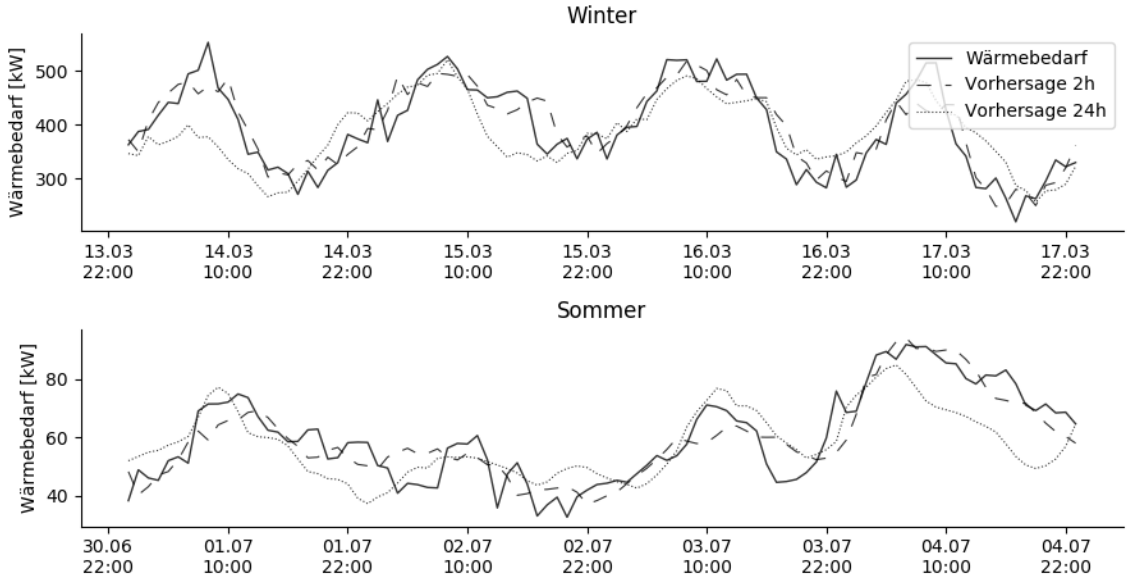


Abb. 7: Vergleich des tatsächlichen Wärmelastbedarfs mit Vorhersagen für 2 Stunden und 24 Stunden

Die illustrierte Wärmeleistung in den Sommertagen inklusive Wochende ist durch fehlende Periodizität charakterisiert, wenngleich die Spannweite der auftretenden Schwankungen mit rund 40 kW weitaus geringer als im Winter ausfällt. Die kurzfristige 2-Stunden-Prognose weist hierbei unregelmäßige Unschärfen auf. Zwar werden vor allem kurzfristige Schwankungen vom Modell erneut nicht erfasst, dennoch wird die Struktur der Wärmeleistung grundsätzlich gut nachgebildet. Das 24-Stunden-Prognosemodell korreliert nur ansatzweise mit der tatsächlichen Lastkurve.

9.7.5 Schlussfolgerung, Zusammenfassung

Der Ausfall des Messsystems und der damit verbundene Datenverlust über längere Zeiträume während der Messperiode wirken sich negativ auf die Prognosequalität aus. In weitere Folge ist daher zu untersuchen, inwieweit die Prognose durch zusätzliche Daten verbessert werden kann.

Die Kleinheit des betrachtet Nahwärmenetzes, welches zur Modellvalidierung diente, wirkt sich negativ auf die dargestellten Ergebnisse aus. Dies liegt darin Begründet, dass die Stochastik des Wärmebedarfs im Gegensatz zu großen Fernwärmenetzen steigt. Außerdem erhöht sich der relative Fehler durch den generell geringen Leistungsbedarf im Netz.

Die Validierung zeigt, dass der durchschnittliche, prozentuelle Fehler mit zunehmendem Prognosehorizont steigt und ab ca. 10 Stunden konstant bleibt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Rückkopplung des aktuellen Netzzustands bei diesen langen Prognosehorizonten keinen Einfluss mehr hat. Die prognostizierten Werte werden dann nur durch die externen Eingangsparameter wie Außentemperatur, Wochentag und 12-h Mittelwerttemperatur bestimmt.

Trotzdem zeigen die vorgelegten Ergebnisse, dass sich NARX-Modelle mit Künstlichen Neuronalen Netzten als Prognosemodelle eignen. Die Stärke dieses Modellansatzes liegt vor allem in der Lernfähigkeit solcher Systeme. Die Prognosequalität steigt mit zunehmender Anzahl an Messdaten und kann daher während des Einsatzes weiter verbessert werden. Außerdem kann sich das Modell bei einer Änderung der Abnehmerstruktur selbst anpassen.

Weitere Untersuchungen der Modellperformanz für Kurzzeitprognosen mit einer Auflösung von 15 Minuten werden angestrebt. Hierfür sollen weitere Einflussparameter wie zum Beispiel die solare Einstrahlung untersucht und in das Modell eingebunden werden. Die Lastprognose soll in weiterer Folge zur Einsatzoptimierung der Wärmeerzeuger bzw. der Nutzung der Flexibilität im Stromnetz dienen.

9.8 Adaptierte Steuerungslogik für die Haushalte

Beschreibung vereinfachte Regellogik
Bei der Steuerung von Gebäude 4 wird ein Eingangssignal vom zentralen Optimierer verarbeitet. Dieses Signal [0 oder 1] gibt an, ob aus Sicht der Stadtwerke ein Einsatz des Wärmeerzeugers erwünscht ist. Dieses Signal wird der internen Steuerung in Loxone übergeben und regelt dort den Betrieb der Wärmepumpe. Wichtig ist, dass dieses Signal keinesfalls einen zwingenden Betrieb der WP bewirkt.

Für den Betrieb im zentralen Optimierer sind folgende Regelgrößen von Relevanz:

- Durchschnittlicher Warmwasserbedarf pro Tag (kWh_{therm})
  Im Falle des Gebäudes 4 beträgt dieser **8,5** kWh_{therm} pro Tag
- Aus dem durchschnittlichen Warmwasserbedarf wird der notwendige Strombedarf mit folgender Formel berechnet:

$$E_{WW-El} = E_{WW-Therm} \cdot eta_{WE-WW}$$

E_{WW-El}	Elektrischer Energiebedarf in kWh
$E_{WW-Therm}$	Thermischer Energiebedarf für Warmwasser kWh
eta_{WE-WW}	Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers *Für Gebäude 4:* ***2.5***

- Heizwärmebedarf pro Trag (kWh_{therm}): Dieser errechnet sich nach der folgenden Formel:

$$E_{RW-therm}(\emptyset T_{Tag}) = \begin{cases} 0, & \emptyset T_{Tag} > 14{,}5 \\ f \cdot (14{,}5 - \emptyset T_{Tag}) & -10 < \emptyset T_{Tag} \leq 14{,}5 \\ f \cdot (14{,}5 - (-10)) & \emptyset T_{Tag} \leq -10 \end{cases}$$

$E_{RW-therm}$	Spezifischer thermischer Energiebedarf für den Tag für Raumwärme in kWh/m²
f	Temperatur/Energie Umrechnungsfaktor in kWh/m² °C *Für Gebäude 4:* ***0.01697***
$\emptyset T_{Tag}$	Mittlere erwartete Tagestemperatur in °C (Prognosewert)

- Aus dem täglichen Heizwärmebedarf pro Tag lässt sich die elektrische Energie pro Tag ermitteln

$$E_{RW-El} = E_{RW-Therm} \cdot A \cdot eta_{WE-RW}$$

E_{RW-El}	Elektrischer Energiebedarf für die Heizung in kWh
A	Brutto-Geschossfläche des Gebäudes in m² *Für Gebäude 4:* ***197 m²***
eta_{WE-RW}	Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers *Für Gebäude 4:* ***4.0***

- Ausgehend von dem Stromverbrauch des Vortages ohne die Berücksichtigung der Wärmeerzeugung und der Prognose für die PV-Erzeugung wird der erwartete Überschuss für den kommenden Tag berechnet:

$$P_{Verf}(t) = \begin{cases} 0, & P_{PV}(t) - P_{Last}(t) < 0 \\ P_{PV}(t) - P_{Last}(t), & 0 < P_{PV}(t) - P_{Last}(t) \leq 1{,}5 \\ 1{,}5, & P_{PV}(t) - P_{Last}(t) > 1{,}5 \end{cases}$$

$$E_{Verf} = \sum P_{Verf}(t) \cdot \Delta t$$

P_{Verf} (t)	Verfügbarte Leistung in kW
$P_{PV}(t)$	PV-Einspeisung in kW
$P_{Last}(t)$	Last ohne Berücksichtigung der elektrischen Wärmeerzeuger in kW
E_{Verf}	Verfügbarer PV-Überschuss an diesem Tag in kWh

- Aus der verfügbaren Energie sowie den Energiewerten für Warmwasser und Raumwärme lässt sich die Energiemenge für die Stadtwerke Hartberg ableiten:

$$E_{STWHB} = -E_{Verf} + E_{RW-El} + E_{WW-El}$$

E_{STWHB}	Verfügbare Energiemenge für die STWHB in kWh

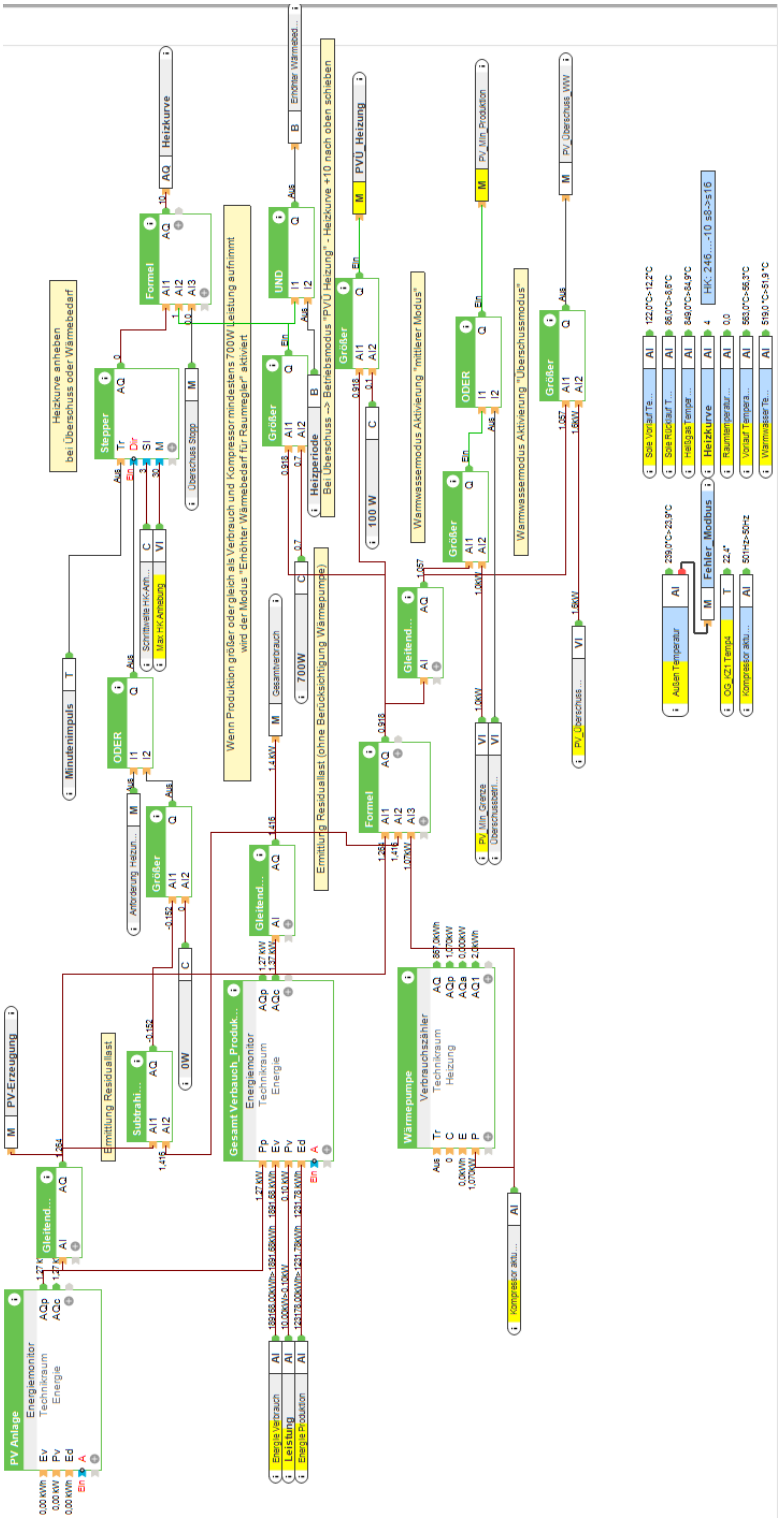
- Anhand der elektrischen Leistung des/der Wärmeerzeuger lässt sich die Stundenzahl für den Betrieb des Wärmeerzeugers für die STWHB errechnen:

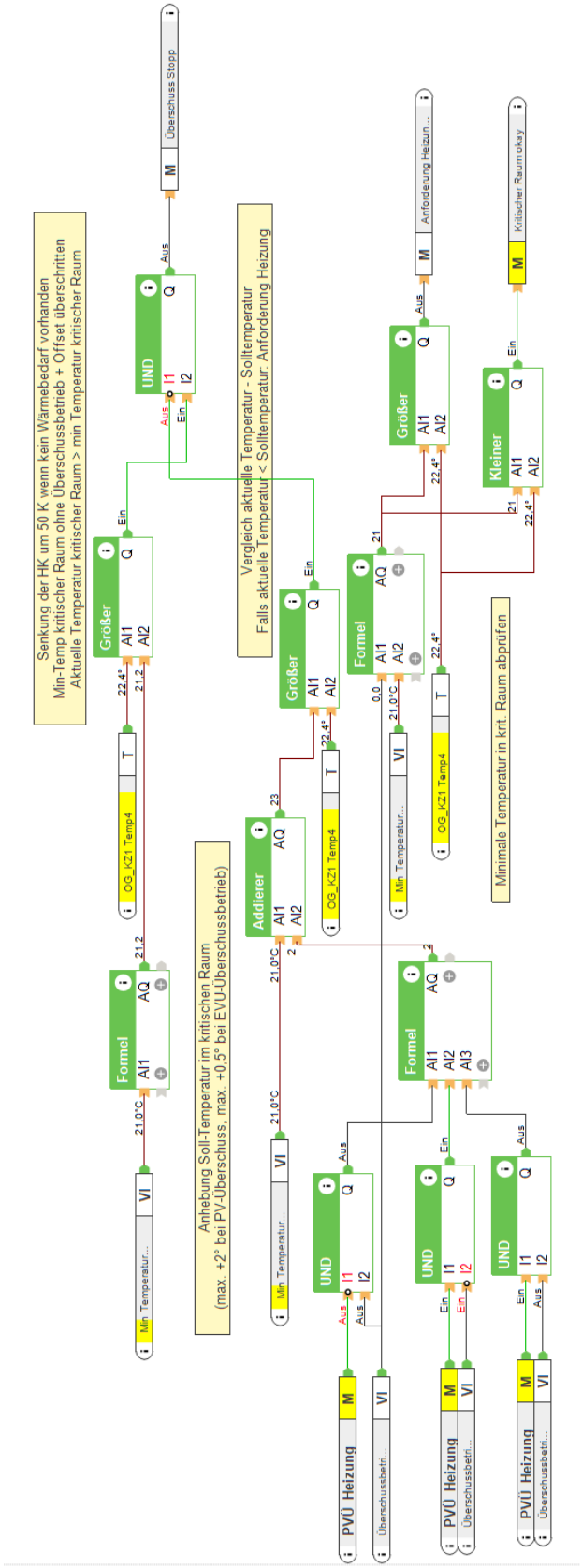
$$h_{STWHB} = \frac{E_{STWHB}}{2 \,.\, {P_{therm-WW}}/{eta_{WE-WW}}} + \frac{E_{STWHB}}{2 \,.\, {P_{therm-RW}}/{eta_{WE-RW}}}$$

h_{STWHB}	Anzahl der Stunden, die die Wärmeerzeuger für den Stadtwerke in Betrieb sein können in h
$P_{therm-WW}$	Thermische Leistung des WW-Erzeugers in kW *Für Gebäude 4:* ***6 kW***
$P_{therm-RW}$	Thermische Leistung des RW-Erzeugers in kW *Für Gebäude 4:* ***6 kW***

Für diese Stundenanzahl steht dem zentralen Optimierer der dezentrale Wärmeerzeuger zur Verfügung. D.h. vom zentralen Optimierer müssen anhand der Preisprognosen jene Stunden identifiziert werden, in denen der Strom am Günstigsten eingekauft werden können.
Für die ersten Versuche wird das Zeitfenster von 6 Stunden vor dem ersten PV-Überschuss als Sperrfenster betrachtet, damit soll die Maximierung der PV-Nutzung sichergestellt werden.

9.9 Loxone-Programmierung Gebäude 4




Senkung der HK um 50 K wenn kein Wärmebedarf vorhanden
Min-Temp kritischer Raum ohne Überschussbetrieb + Offset überschritten
Aktuelle Temperatur kritischer Raum > min Temperatur kritischer Raum
Vergleich aktuelle Temperatur - Solltemperatur
Falls aktuelle Temperatur < Solltemperatur: Anforderung Heizung
Anhebung Soll-Temperatur im kritischen Raum
(max. +2° bei PV-Überschuss, max. +0,5° bei EVU-Überschussbetrieb)
Minimale Temperatur in krit. Raum abprüfen
Überschuss Stopp
Anforderung Heizun...
Kritischer Raum okay
UND
Größer
Kleiner
Formel
Addierer
OG_KZ1 Temp4
Min Temperatur...
PVÜ Heizung
Überschussbetri...

9.10 Fragebogen 1. Partizipationsworkshop

STADTWERKE Hartberg

Hybrid Grids DEMO

FRAGEBOGEN

A

Im ersten Abschnitt des Fragebogens sind acht Aussagen enthalten. Diese Aussagen beziehen sich auf Ihre **allgemeine Einstellung zu Technologien**. Bitte lesen Sie jede Aussage sorgfältig durch und entscheiden Sie dann, wie sehr die jeweilige Aussage auf Sie zutrifft. Kennzeichnen Sie dies mit einem Kreuz an der entsprechenden Stelle, wobei Sie zwischen „trifft nicht zu" und „trifft zu" anhand von vier Abstufungen wählen können.

Beispiel:

trifft nicht zu			trifft zu
	X		

Bitte beantworten Sie jede einzelne Frage und lassen Sie keine Antwort aus. Sollten Sie Schwierigkeiten haben, eine Aussage zu treffen, dann wählen Sie jene Antwortmöglichkeit, die **am ehesten** auf Sie zutrifft. Es gibt keine richtigen oder falschen Antworten.

Bitte blättern Sie jetzt um und beginnen Sie mit der Beantwortung der Fragen.

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo" durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

		trifft nicht zu			trifft zu
1	Ich bin neugierig auf den Einsatz innovativer Energie- und Umweltlösungen.				
2	Ich mache mir oft Sorgen darüber, dass mich neue technische Geräte überfordern könnten.				
3	Ich wollte mich schon früher mit dem Thema Energieeffizienz beschäftigen.				
4	Wenn ich ein neues technisches Gerät verwenden soll, bin ich erst mal misstrauisch.				
5	Ich bin bestrebt, mehr über innovative Energie- und Umweltlösungen zu erfahren.				
6	Mir fällt es schwer, technischen Geräten zu vertrauen.				
7	Der Einsatz innovativer Energie- und Umweltlösungen hat mich schon immer interessiert.				
8	Die Vorstellung, bei der Verwendung technischer Geräte etwas falsch zu machen, macht mir Angst.				

Die Fragen der folgenden Seite helfen, die Ergebnisse dieser Befragung zu untersuchen bzw. auszuwerten. Dabei ist es wichtig, dass die bisher beantworteten Fragen nach Merkmalen ausgewertet werden können, die gesellschaftliche Gruppen beschreiben.

Hierfür benötigen wir **einige Angaben zu Ihrer Person**, damit wir Sie einer entsprechenden Gruppe zuordnen können. Die Daten werden nicht für Ihre Person ausgewertet, sondern für solche Gruppen, zu denen man Sie z.B. entsprechend Ihrer Altersgruppe, Ihrem Geschlecht oder Ihrer Ausbildung zuordnen kann.

Bitte blättern Sie jetzt um und setzen Sie die Beantwortung der Fragen fort.

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

9	Ihr Alter (zweistellig)			Jahre	
10	Ihr Geschlecht				
		weiblich			männlich
11	Ihre höchste abgeschlossene Schulbildung				
		Pflichtschule			allgemeine/berufsbildende höhere Schule (mit Matura)
		Lehre			Universität, FH
		berufsbildende mittlere Schule (ohne Matura)			andere:
12	Ihre am meisten relevante Ausbildungsrichtung				
		Geisteswissenschaften, Kunst			Wirtschaft, Recht
		Naturwissenschaften, Informatik			Technik
		Gesundheit, Soziales			andere:
13	Ihre aktuelle berufliche Tätigkeit				
		Arbeiter/in			Angestellte/r oder öffentlich Bedienstete/r
		selbstständig			freie Dienstnehmerin/ freier Dienstnehmer
		Studierende/r			derzeit nicht erwerbstätig

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

Hybrid Grids DEMO

BITTE WARTEN

Sie sind am Ende der 1. Fragebogenrunde angelangt.

Bitte lehnen Sie sich nun zurück und warten weitere Anleitungen des Moderators ab. **In Kürze werden Ihnen nähere Informationen vermittelt.** Erst mit Hilfe dieser Informationen können die nachfolgenden Fragen von Ihnen sinnvoll beantwortet werden. Es bleibt außerdem genügend Zeit, Ihrerseits auftretende Fragen ausführlich zu beantworten.

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

Hybrid Grids DEMO

FRAGEBOGEN

B

Im Abschnitt B des Fragebogens sind 22 Aussagen enthalten. Diese Aussagen beziehen sich auf das **vorgestellte Produkt**, mit dem Sie sich gerade auseinandergesetzt haben. Bitte lesen Sie jede Aussage sorgfältig durch und entscheiden Sie dann, wie sehr die jeweilige Aussage auf Sie zutrifft. Kennzeichnen Sie dies mit einem Kreuz an der entsprechenden Stelle, wobei Sie zwischen „trifft nicht zu“ und „trifft zu“ anhand von vier Abstufungen wählen können.

Beispiel:

trifft nicht zu			trifft zu
		X	

Bitte beantworten Sie jede einzelne Frage und lassen Sie keine Antwort aus. Sollten Sie Schwierigkeiten haben, eine Aussage zu treffen, dann wählen Sie jene Antwortmöglichkeit, die **am ehesten** auf Sie zutrifft. Es gibt keine richtigen oder falschen Antworten.

Bitte blättern Sie jetzt um und beginnen Sie mit der Beantwortung der Fragen.

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

		trifft nicht zu			trifft zu
14	Im Laufe meines Lebens habe ich mir viel technisches Wissen angeeignet.				
15	Die Nutzung dieses Produktes würde vieles komfortabler machen.				
16	Ich denke, dass die Nutzung dieses Produktes immer mit einem gewissen Risiko verbunden ist.				
17	Die Anwendung dieses Produktes ist leicht verständlich.				
18	Ich denke, dass sich dieses Produkt fast jede/r leisten kann.				
19	Ich würde mir dieses Produkt anschaffen.				
20	Wenn ein neues technisches Gerät auf den Markt kommt, informiere ich mich darüber.				
21	Dieses Produkt würde mir helfen, meine täglichen Aufgaben bequemer zu erledigen.				
22	Ich denke, dass dieses Produkt Gefahren für mich birgt.				
23	Die Anwendung dieses Produktes ist insgesamt einfach.				
24	Ich würde das vorgestellte Produkt nutzen.				

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

		trifft nicht zu			trifft zu
25	Ich versuche immer aktuelle Informationen über neue technische Entwicklungen zu bekommen.				
26	Ich denke, dass die Anschaffung dieses Produktes mit wenig Aufwand verbunden ist.				
27	Dieses Produkt würde meine Alltagsroutine stören.				
28	Die Anwendung dieses Produktes ist kompliziert.				
29	Ich würde Zugang zum vorgestellten Produkt haben wollen.				
30	Ich denke, dass dieses Produkt grundsätzlich für jede/n zugänglich ist.				
31	Ich informiere mich über technologische Entwicklungen.				
32	Dieses Produkt würde mich dabei unterstützen, meine alltäglichen Aufgaben zu erfüllen.				
33	Die Anwendung dieses Produktes würde mir mehr Nachteile als Vorteile bringen.				
34	Die Bedienung dieses Produktes ist leicht zu erlernen.				
35	Ich denke, andere sollten das vorgestellte Produkt auch nutzen.				

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

Hybrid Grids DEMO

FRAGEBOGEN

C

Im Abschnitt C des Fragebogens sind 22 Aussagen enthalten. Anhand dieser Aussagen können Sie **Anforderungen an das vorgestellte Produkt**, mit dem Sie sich gerade auseinandergesetzt haben, gewichten. Bitte lesen Sie jede Aussage sorgfältig durch und entscheiden Sie dann, **wie wichtig** Ihnen die jeweilige Anforderung ist. Kennzeichnen Sie dies mit einem Kreuz an der entsprechenden Stelle, wobei Sie zwischen „unwichtig" und „sehr wichtig" anhand von vier Abstufungen wählen können.

Beispiel:

unwichtig			sehr wichtig
	X		

Bitte beantworten Sie jede einzelne Frage und lassen Sie keine Antwort aus. Sollten Sie Schwierigkeiten haben, eine Aussage zu treffen, dann wählen Sie jene Antwortmöglichkeit, die **am ehesten** auf Sie zutrifft. Es gibt keine richtigen oder falschen Antworten.

Bitte blättern Sie jetzt um und beginnen Sie mit der Beantwortung der Fragen.

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo" durchgeführt.

Wie wichtig sind Ihnen die folgenden Aspekte?		unwichtig			sehr wichtig
36	Die Kommunikation und somit die Weitergabe der Daten über ein sicheres, verschlüsseltes System.				
37	Zeitlich variable Strompreise.				
38	Stetig über meinen aktuellen Energieverbrauch informiert zu werden.				
39	Meine Elektrogeräte im Haus zu jeder Zeit uneingeschränkt nutzen zu können.				
40	Mit dem System Energie effizienter zu nutzen.				
41	Die 100%ige Zuverlässigkeit des ferngesteuerten Systems (selbst wenn bei einem Systemausfall weiter eine herkömmliche Bedienung der Geräte möglich ist).				
42	Mit dem System durch reduzierte Energiepreise langfristig eine Kosteneinsparung erreichen.				
43	Die Möglichkeit, vom System vorgeschlagene Handlungsempfehlungen auch ablehnen zu können.				
44	Über alle durchgeführten Handlungsempfehlungen in meinem Haus informiert zu werden.				
45	Die Nutzung Erneuerbarer Energieträger zu unterstützen.				
46	Meine aufgezeichneten Energieverbrauchsdaten nicht für Dritte zugänglich zu machen.				

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

Wie wichtig sind Ihnen die folgenden Aspekte?		unwichtig			sehr wichtig
47	Meine Stromkosten durch den Einschaltzeitpunkt meiner Geräte zu beeinflussen.				
48	Eingriffe und die damit verbundenen Vorteile für das Energiesystem stets nachverfolgen zu können.				
49	Meine Energieverbrauchsdaten auch von unterwegs abfragen zu können.				
50	Durch mein Verhalten zu einem Energiemarkt beizutragen, der die Erneuerbaren Energien begünstigt.				
51	Gegen Zahlung eines Aufpreises Funktionen in das System zu integrieren, die der persönlichen Sicherheit im Haushalt dienen (z.B. Alarmanlage, Unterstützung bei der Altenpflege,...).				
52	Erneuerbare Energien in das Stromnetz zu Zeiten einzuspeisen, die für das Energiesystem vorteilhaft sind.				
53	Über mein Verhalten hinsichtlich der Nutzung von Energie Rückmeldung zu erhalten.				
54	Gegen Zahlung eines Aufpreises Funktionen in das System zu integrieren, die zu höherem Komfort führen (z.B. Urlaubsschaltung, automatische Lichtsteuerung,...).				
55	Mit dem System einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz leisten.				
56	Mit dem System eine rasche Kosteneinsparung erreichen.				
57	Meine Energieverbrauchsdaten von verschiedenen Endgeräten (z.B. Smartphone, Tablet,...) abrufen zu können.				

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

Abschließend möchten wir von Ihnen Ihr **Interesse zur Teilnahmebereitschaft** am vorgestellten Projekt erfragen. Bitte lesen Sie die nachfolgende Aussage sorgfältig durch und entscheiden Sie dann, wie sehr die Aussage auf Sie zutrifft. Kennzeichnen Sie dies mit einem Kreuz an der entsprechenden Stelle, wobei Sie zwischen „trifft nicht zu“ und „trifft zu“ anhand von vier Abstufungen wählen können.

		trifft nicht zu			trifft zu
58	Auf Basis der bisherigen Informationen würde ich an diesem Projekt teilnehmen.				

Wir danken Ihnen recht herzlich für Ihre Geduld, diesen ausführlichen Fragebogen zu beantworten und geben Ihnen hier die Möglichkeit für weitere Anmerkungen:

Gerne stehen wir im Anschluss für Fragen und Diskussionen zur Verfügung.

Vielen Dank für Ihre Mühe!

ID: 1

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

powered by klima+ energie fonds

9.11 Fragebogen quantitative Befragung zum 3. Partizipationsworkshop

Ihr Alter

_____ Jahre

Ihr Geschlecht

- ○ weiblich
- ○ männlich
- ○ keine Angabe

Ihre höchste abgeschlossene Ausbildung

- ○ Pflichtschule
- ○ Lehrabschluss
- ○ Berufsbildende mittlere Schule (ohne Matura)
- ○ allgemeine oder berufsbildende höhere Schule (mit Matura)
- ○ Universität/FH

Sind Sie bereits Kundin/Kunde der Stadtwerke Hartberg?

- ○ ja
- ○ nein

Welche Wohnform trifft auf Ihren Hauptwohnsitz zu?

- ○ Wohnung
- ○ Einfamilienhaus
- ○ Zwei- oder Mehrfamilienhaus
- ○ andere: _____

Wie viele Personen leben in Ihrem Haushalt (einschließlich Ihnen)?

- ○ 1 Person
- ○ 2 Personen
- ○ 3 Personen
- ○ 4 Personen oder mehr

Wie viele m² Wohnnutzfläche stehen Ihnen zur Verfügung?

_____ m²

Wie erfolgt Ihre Warmwasser-Aufbereitung?

- ○ Elektroboiler
- ○ Wärmepumpe
- ○ Gas
- ○ Öl
- ○ Holz- oder Pelletsofen
- ○ Solarthermie
- ○ Durchlauferhitzer Strom
- ○ andere:

Steht Ihnen ein Warmwasser-Speicher zur Verfügung?

- ○ ja
- ○ nein

Welche Bauweise trifft auf Ihren Hauptwohnsitz zu?

- ○ Massiv
- ○ Holz
- ○ Fertigteil Ziegel
- ○ Fertigteil Holzriegel
- ○ andere:

Welche Energiequelle verwenden Sie zum Kochen?

- ○ Strom
- ○ Gas
- ○ Induktion

Haben Sie eine Photovoltaik-Anlage?

- ○ ja
- ○ nein

Über welche Leistung verfügt Ihre Photovoltaik-Anlage?

- ○ bis 3 kWp
- ○ mehr als 3, bis 5 KWp
- ○ mehr als 5, bis 7 kWp
- ○ mehr als 7 kWp
- ○ ich weiß es nicht genau

Sind Sie an der Installation einer Photovoltaik-Anlage interessiert?

- ○ ja
- ○ nein

Wie viele Personen in Ihrem Haushalt sind Kinder unter 15 Jahre?

- ○ keine
- ○ 1
- ○ 2
- ○ 3 oder mehr

Inwieweit treffen für Sie die folgenden Aussagen zu?

	trifft voll und ganz zu	trifft eher zu	trifft mäßig zu	trifft eher nicht zu	trifft gar nicht zu
Wissenschaft und Technologie werden schlussendlich unsere Probleme mit Umweltverschmutzung und schwindenden Ressourcen lösen.	○	○	○	○	○
Die Überzeugung, dass Fortschritte in Wissenschaft und Technologie unsere Umweltprobleme lösen könnten, ist völlig falsch und töricht.	○	○	○	○	○
Moderne Wissenschaft wird unsere Umweltprobleme lösen.	○	○	○	○	○
Ich schalte immer das Licht ab, wenn ich es nicht mehr brauche.	○	○	○	○	○
Ich bemühe mich stets, natürliche Ressourcen zu schonen.	○	○	○	○	○
Im Alltag versuche ich immer Wasser und Energie zu sparen.	○	○	○	○	○
Wann immer es geht, versuche ich natürliche Ressourcen zu schonen.	○	○	○	○	○

Inwieweit treffen für Sie die folgenden Aussagen zu?

	trifft voll und ganz zu	trifft eher zu	trifft mäßig zu	trifft eher nicht zu	trifft gar nicht zu
Ich mache mir oft Sorgen darüber, dass mich neue technische Geräte überfordern könnten.	○	○	○	○	○
Wenn ich ein neues technisches Gerät verwenden soll, bin ich erst mal misstrauisch.	○	○	○	○	○
Mir fällt es schwer technischen Geräten zu vertrauen.	○	○	○	○	○
Die Vorstellung, bei der Verwendung technischer Geräte etwas falsch zu machen, macht mir Angst.	○	○	○	○	○
Ich bin neugierig auf den Einsatz innovativer Energie- und Umweltlösungen.	○	○	○	○	○
Ich wollte mich schon früher mit dem Thema Energieeffizienz beschäftigen.	○	○	○	○	○
Ich bin bestrebt, mehr über innovative Energie- und Umweltlösungen zu erfahren.	○	○	○	○	○
Der Einsatz innovativer Energie- und Umweltlösungen hat mich schon immer interessiert.	○	○	○	○	○
Im Laufe meines Lebens habe ich mir viel technisches Wissen angeeignet.	○	○	○	○	○
Wenn ein neues technisches Gerät auf den Markt kommt, informiere ich mich darüber.	○	○	○	○	○
Ich versuche immer aktuelle Informationen über neue technische Entwicklungen zu bekommen.	○	○	○	○	○
Ich informiere mich über technologische Entwicklungen.	○	○	○	○	○

Bei den nachfolgenden Fragen geht es um die Zufriedenheit mit Ihrem Energiedienstleister, die **Stadtwerke Hartberg**.

Inwieweit treffen folgende Eigenschaften auf Ihren Energiedienstleister, die Stadwerke Hartberg, zu?

	trifft voll und ganz zu	trifft eher zu	trifft mäßig zu	trifft eher nicht zu	trifft gar nicht zu
Innovativ	○	○	○	○	○
Vertrauenswürdig	○	○	○	○	○
Persönlich für mich da	○	○	○	○	○
Nachhaltig	○	○	○	○	○
In der Region verwurzelt	○	○	○	○	○

Wie zufrieden sind Sie mit folgenden Faktoren/Leistungen Ihres Energiedienstleisters?

	sehr gut	gut	befriedigend	genügend	nicht genügend	weiß nicht
Produktinnovationen	○	○	○	○	○	○
Preis/Leistung	○	○	○	○	○	○
Kundenservice/-betreuung	○	○	○	○	○	○
Reklamationsabwicklung	○	○	○	○	○	○
Telefonische Erreichbarkeit eines Ansprechpartners	○	○	○	○	○	○
Freundlichkeit der Mitarbeiter	○	○	○	○	○	○
Fachkompetenz der Mitarbeiter	○	○	○	○	○	○
Kommunikationsmaterialien	○	○	○	○	○	○
Sonstiges:	○	○	○	○	○	○
Zufriedenheit insgesamt	○	○	○	○	○	○

Im Zuge eines Forschungsprojekts entwickeln wir ein neues Produkt im Bereich Photovoltaik (PV) und Energiemanagement.

Wir möchten Ihnen dieses nachfolgend vorstellen; KundInnen der Stadtwerke Hartberg haben nämlich die Möglichkeit, sich aktiv an diesem Forschungsprojekt zu beteiligen.

Bitte lesen Sie sich die Produktbeschreibung auf der kommenden Seite aufmerksam durch und teilen Sie uns Ihre Einschätzung mit.

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wird maßgeblich von der Eigenverbrauchsoptimierung bestimmt. Darunter versteht man die zeitliche Verbindung zwischen PV-Stromerzeugung und Stromverbrauch.

Diese spielt auch für die Elektrizitätsversorgung eine wichtige Rolle: Damit die Stromversorgung fehlerfrei funktioniert, müssen sich Erzeugung und Verbrauch im Elektrizitätssystem **zu jedem Zeitpunkt die Waage halten**. Früher hat man dieses Gleichgewicht dadurch erreicht, dass die zentralen steuerbaren Kraftwerke verbrauchsabhängig gesteuert wurden.

In Zukunft wird Energie aber zunehmend durch Windkraft- oder Photovoltaikanlagen erzeugt und ist somit ***wetterabhängig***. Die Erzeugung punktgenau auf den momentanen Verbrauch auszusteuern, ist also nur eingeschränkt möglich. Ein Strategiewechsel tut not: Zur Wahrung des Gleichgewichts soll vielmehr auf Verbrauchsseite angesetzt werden. Angestrebt wird, den Zeitpunkt des Stromverbrauchs für zeitlich unkritische Verbraucher zu beeinflussen – dies natürlich ohne Nutzerkomfort einzubüßen. Das heißt, gewisse Geräte werden *automatisiert* dann aktiviert, wenn gerade Strom erzeugt bzw. verfügbar ist. Hierfür eignen sich besonders Verbraucher mit angeschlossenem Wärmespeicher (z.B. Warmwasserboiler, Wärmepumpen). Mit solchen Maßnahmen können z.B. Besitzer von PV-Anlagen ihre Eigenverbrauchsquote (also den Verbrauchsanteil von selbst erzeugtem Strom) optimieren.

Die Stadtwerke Hartberg haben gemeinsam mit Partnern in einem Forschungsprojekt einen **Energiemanager 4.0** entwickelt, der in diesem Kontext durch Optimierung der Energieflüsse in Ihrem Haushalt drei wesentliche Aspekte in sich vereint:

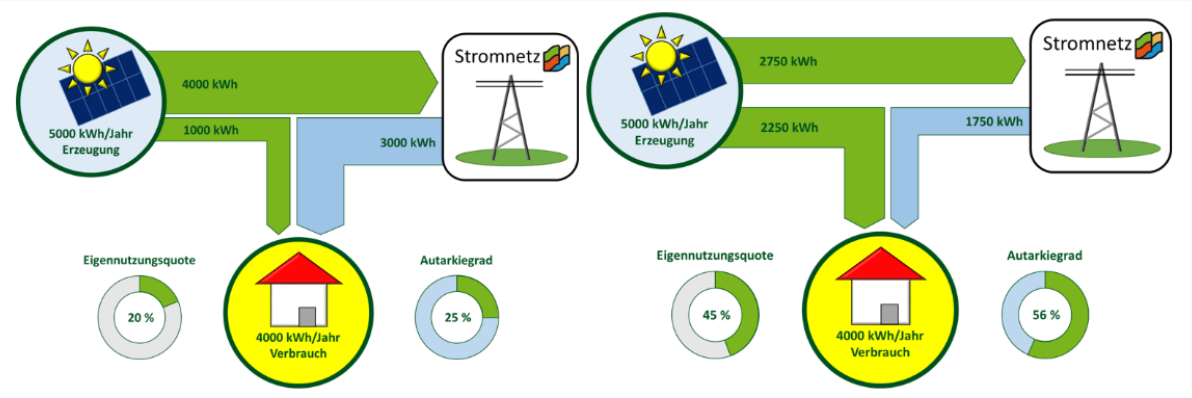
1. Eigenverbrauchsoptimierung von selbst erzeugtem Strom (falls PV-Anlage vorhanden)
2. Unterstützung des Stromnetzes durch Verbrauch in Zeiten hoher Erneuerbarer Produktion im Netz
3. Zusätzliche Komfortfunktionen (z.B. Licht- und Jalousiesteuerung, Überwachsungsfunktionen, ...)

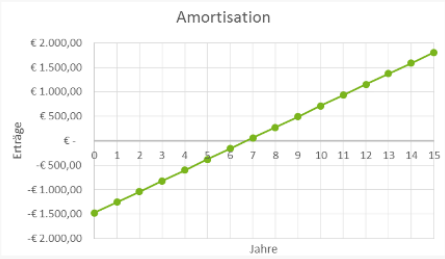


Der Energiemanager wird dabei an die Zentrale der Stadtwerke Hartberg angebunden und erhält von dort wesentliche Informationen (z.b. Wettervorhersage, Prognose der PV-Erzeugung), die für die Optimierung der Energieflüsse genutzt werden können.

Priorität hat dabei stets die Eigenverbrauchsoptimierung der KundInnen. Erst wenn dafür alle Potentiale ausgeschöpft sind, werden die Energieflüsse im Sinne des Stromnetzes optimiert.

Der Energiemanager kann für bestehende Anlagen nachgerüstet werden und wird direkt im Zählerkasten installiert. Dort ist er mit den relevanten Verbrauchern bzw. der Erzeugeranlage verbunden. Für die Teilnahme am Projekt gewähren die Stadtwerke Hartberg einen **Innovationsbonus von 1.000,- Euro** bei Gesamtkosten in der Basiskonfiguration von (in etwa) 2.300,- Euro. Die Investition amortisiert sich dadurch für EndkundInnen in Verbindung mit einer PV-Anlage nach ca. 7 Jahren (siehe nachfolgendes Berechnungsbeispiel).





Wenn Sie nun an den Energiemanager 4.0 denken, inwieweit treffen für Sie die folgenden Aussagen zu?

	trifft voll und ganz zu	trifft eher zu	trifft mäßig zu	trifft eher nicht zu	trifft gar nicht zu
Ich denke, dass die Nutzung des Energiemanagers 4.0 immer mit einem gewissen Risiko verbunden ist.	○	○	○	○	○
Ich denke, dass der Energiemanager 4.0 Gefahren für mich birgt.	○	○	○	○	○
Der Energiemanager 4.0 würde meine Alltagsroutine stören.	○	○	○	○	○
Die Anwendung des Energiemanagers 4.0 würde mir mehr Nachteile als Vorteile bringen.	○	○	○	○	○
Die Anwendung des Energiemanagers 4.0 würde vieles komfortabler machen.	○	○	○	○	○
Der Energiemanager 4.0 würde mir helfen, meine täglichen Aufgaben bequemer zu erledigen.	○	○	○	○	○
Könnte ich mir den Energiemanager 4.0 leisten, würde ich ihn mir anschaffen.	○	○	○	○	○
Der Energiemanager 4.0 würde mich dabei unterstützen, meine alltäglichen Aufgaben zu erfüllen.	○	○	○	○	○
Die Anwendung des Energiemanagers 4.0 ist leicht verständlich.	○	○	○	○	○
Die Anwendung des Energiemanagers 4.0 ist insgesamt einfach.	○	○	○	○	○
Die Anwendung des Energiemanagers 4.0 ist kompliziert.	○	○	○	○	○
Die Bedienung des Energiemanagers 4.0 ist leicht zu erlernen.	○	○	○	○	○
Ich denke, dass sich den Energiemanager 4.0 fast jede/r leisten kann.	○	○	○	○	○
Ich denke, dass die Anschaffung des Energiemanagers 4.0 mit wenig Aufwand verbunden ist.	○	○	○	○	○
Ich denke, dass der Energiemanager 4.0 grundsätzlich für jede/n zugänglich ist.	○	○	○	○	○
Ich würde den Energiemanager 4.0 nutzen.	○	○	○	○	○
Ich würde mir den Energiemanager 4.0 anschaffen.	○	○	○	○	○
Ich hätte gerne Zugang zum Energiemanager 4.0.	○	○	○	○	○

Wie wichtig sind Ihnen die folgenden Aspekte zum Energiemanager 4.0?

	sehr wichtig	eher wichtig	moderat wichtig	eher nicht wichtig	gar nicht wichtig
Mit dem Energiemanager 4.0 durch reduzierte Energiepreise langfristig eine Kosteneinsparung erreichen.	○	○	○	○	○
Mit dem Energiemanager 4.0 den Innovationsbonus erhalten.	○	○	○	○	○
Jalousien-Steuerung	○	○	○	○	○
Energieeffizienzfunktionen (z.B. stromlos Schalten von Steckdosen)	○	○	○	○	○
Überwachungsfunktionen im Haushalt	○	○	○	○	○
Meine Energieverbrauchsdaten von verschiedenen Endgeräten (z.B. Smartphone, Tablet,...) abrufen zu können.	○	○	○	○	○
Stetig über meinen aktuellen Energieverbrauch informiert zu werden.	○	○	○	○	○
Über mein Verhalten hinsichtlich der Nutzung von Energie Rückmeldung zu erhalten.	○	○	○	○	○
Die Nutzung Erneuerbarer Energieträger zu unterstützen.	○	○	○	○	○
Durch mein Verhalten zu einem Energiemarkt beizutragen, der die Erneuerbaren Energien begünstigt.	○	○	○	○	○
Energieeffizienz (Eigenverbrauchsoptimierung)	○	○	○	○	○

Wie wichtig sind Ihnen die folgenden Aspekte zum Energiemanager 4.0?

	sehr wichtig	eher wichtig	moderat wichtig	eher nicht wichtig	gar nicht wichtig
Meine Stromkosten durch den Einschaltzeitpunkt meiner Geräte zu beeinflussen.	○	○	○	○	○
Mit dem Energiemanager 4.0 eine rasche Kosteneinsparung erreichen.	○	○	○	○	○
Intelligente Lichtsteuerung (z.B. Lichtsszenen, Anwesenheitsgesteuerte Regelung)	○	○	○	○	○
Fernzugriff (z.B. auf Gegensprechanlage)	○	○	○	○	○
Die Möglichkeit, vom Energiemanager 4.0 vorgeschlagene Handlungsempfehlungen auch ablehnen zu können.	○	○	○	○	○
Über alle durchgeführten Handlungsempfehlungen in meinem Haus informiert zu werden.	○	○	○	○	○
Eingriffe und die damit verbundenen Vorteile für das Energiesystem stets nachverfolgen zu können.	○	○	○	○	○
Mit dem Energiemanager 4.0 einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz leisten.	○	○	○	○	○
Mit dem Energiemanager 4.0 Energie effizienter zu nutzen.	○	○	○	○	○
Erneuerbare Energien in das Stromnetz zu Zeiten einzuspeisen, die für das Energiesystem vorteilhaft sind.	○	○	○	○	○
Meine Energieverbrauchsdaten auch von unterwegs abfragen zu können.	○	○	○	○	○

Wenn Sie am Gewinnspiel teilnehmen möchten, ersuchen wir Sie um Bekanntgabe Ihres Mailkontaktes.

Bitte tragen Sie hier Ihre E-Mailadresse ein.



Vielen herzlichen Dank für Ihre Teilnahme!

IMPRESSUM

VerfasserIn:
Forschung Burgenland GmbH

Markus Puchegger
Campus 1, 7000 Eisenstadt
Telefon: +43 5 7705-5434
E-Mail: markus.puchegger@forschung-burgenland.at

Projekt- und Kooperationspartner
TBH Ingenieur GmbH (Steiermark)
4ward Energy Research GmbH (Steiermark)
Stadtwerke Hartberg Verwaltungs Gesellschaft m.b.H. (Steiermark)
General Electric Austria GmbH (Wien)
TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (Wien)
Venios GmbH (Wien)

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer:
Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes:
ZS communication + art GmbH